



La nostra Mission

Siamo un'impresa dell'energia.

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

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

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

5 10 Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità.

Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.

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

Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

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



Eni

Relazione
Finanziaria
Annuale
2022

Lettera agli azionisti

1

RELAZIONE SULLA GESTIONE

4

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

Andamento operativo

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

Commento ai risultati e altre informazioni

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

Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF)

Altre informazioni	230
Glossario	231

Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario

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

Bilancio integrato

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

2

BILANCIO CONSOLIDATO**234**

Schemi di bilancio

Note al bilancio consolidato

Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC

Attestazione del management

3

BILANCIO DI ESERCIZIO**402**

Schemi di bilancio

Note al bilancio di esercizio

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti

Attestazione del management

4

ALLEGATI**478**

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2022

Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi dell'esercizio

Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

Relazione della società di revisione sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato

Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti

Disclaimer

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

Lettera agli azionisti

Cari Azionisti,

il 2022 è stato un anno molto impegnativo per la nostra compagnia, chiamata a dare risposte rapide e concrete alla crisi energetica europea gestendone i relativi rischi, e a progredire al tempo stesso nella transizione verso un modello di sviluppo sostenibile in linea con gli obiettivi climatici dell'EU e dell'agenda ONU 2030. L'invasione militare dell'Ucraina da parte della Russia ha evidenziato in modo drammatico come la nostra civiltà abbia bisogno di energia sicura e a costi accessibili. Il tema della continuità e dell'affidabilità degli approvvigionamenti ha ridisegnato almeno nel breve termine le priorità delle agende energetiche degli Stati e degli operatori, bilanciate peraltro dalla conferma e anzi accelerazione degli obiettivi di decarbonizzazione a medio e lungo termine nella consapevolezza che la risposta alla sfida climatica non possa essere ritardata. Siamo convinti che la nostra strategia distintiva, basata sull'utilizzo degli strumenti e delle tecnologie disponibili in grado di ridurre da subito le emissioni e sulla centralità del gas nel nostro portafoglio, data la sua minore impronta carbonica, sia in grado di portare soluzioni concrete ed efficaci alla triplice sfida della sostenibilità ambientale, sicurezza energetica e accessibilità, attraverso la diversificazione a livello geografico e tecnologico delle fonti energetiche. Lavoreremo con tutti i nostri Stakeholder e Partner per realizzare tale disegno.

Nel fronteggiare sfide che mai si erano presentate negli ultimi anni, la nostra compagnia ha ottenuto risultati eccellenti facendo leva sulla disciplina finanziaria e la costante attenzione all'asset integrity, ha contribuito in modo rilevante alla sicurezza energetica dell'Italia e dell'Europa e ha rilanciato obiettivi di continuo sviluppo necessari in un mercato dell'energia in evoluzione, promuovendo in parallelo una significativa riduzione dell'impronta carbonica del portafoglio grazie alla pipeline in continua crescita di progetti nelle rinnovabili e nei biocarburanti.

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

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

Nel periodo di massima volatilità dei mercati, Eni ha preservato con successo, senza aiuti esterni, la solidità patrimoniale dell'azienda gestendo proattivamente i significativi rischi finanziari emersi a seguito dell'avvio della guerra in Ucraina, attraverso l'incremento delle riserve di liquidità, la ristrutturazione delle



attività di copertura per ridurre il rischio “marginazione” e la rimodulazione degli impegni in vendita in relazione a possibili interruzioni nei flussi di gas russo.

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

Uno dei driver del nostro percorso di decarbonizzazione è costituito dalle tecnologie maturate nell’ambito dei business tradizionali. La tecnologia di raffinazione Ecofining è stata applicata con successo nella riconversione in bioraffinerie dei siti di Gela e Venezia. Le tecnologie di giacimento e di stoccaggio del gas sono utilizzate per sviluppare, in sinergia con i campi petroliferi esauriti, soluzioni efficaci per la cattura e lo stoccaggio della CO₂. Il primo impiego è previsto nel Regno Unito nella realizzazione dell’hub di stoccaggio di Hynet, che farà leva sui nostri giacimenti esauriti nella Liverpool Bay con avvio nel 2025 ed una capacità di stoccaggio target di 10 milioni di tonnellate/anno dal 2030. Nel 2023 partirà in joint venture con Snam la fase sperimentale per la realizzazione di un hub CCS nell’off-shore di Ravenna, dalle considerevoli potenzialità, attraverso lo sfruttamento di giacimenti esauriti e delle infrastrutture Eni nell’area.

Fondamentali per il successo di lungo termine dell’Azienda, sono le tecnologie proprietarie “break-through”, quali la fusione a confinamento magnetico, una fonte di energia potenzialmente inesauribile, sicura e a zero emissioni, in grado di cambiare il paradigma energetico futuro. Commonwealth Fusion System, la partnership con il MIT e della quale siamo principale azionista, realizzerà nei prossimi anni un impianto pilota per la produzione di energia da fusione.

Il distintivo modello “satellitare” Eni prevede la creazione di società indipendenti, impegnate nella progressiva riduzione e azzeramento delle emissioni “Scope 3”, in grado di far emergere il valore inespresso mediante possibili cessioni di quote minoritarie o la quotazione sul mercato. Queste entità, da un lato, potendo beneficiare delle tecnologie, del know-how e dei servizi Eni, saranno

in grado di accedere a capitali specializzati, e dall’altro, consentiranno di aumentare la flessibilità finanziaria del Gruppo. Mentre Plenitude è focalizzata a fornire il 100% di prodotti decarbonizzati, a inizio 2023 è diventata operativa Eni Sustainable Mobility, che offrirà prodotti e soluzioni progressivamente decarbonizzati alle persone in movimento, facendo leva sull’esteso network di punti vendita e sullo sviluppo della bioraffinazione verticalmente integrata con il nostro agri-business.

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

Il nostro percorso di decarbonizzazione si fonda anche sui biocarburanti avanzati, prodotti da feedstock di scarto o non in competizione con la catena alimentare, quale l’olio di palma le cui forniture sono state interrotte da ottobre 2022, che sfrutteranno in misura crescente l’integrazione con il nostro agri-business. A luglio è stato avviato in Kenya il primo di tali progetti e sempre di più l’Africa diverrà parte di una filiera integrata verticalmente con la nostra bioraffinazione per la fornitura di un bio-olio a partire da materie prime prodotte in terreni degradati, con importanti, positive ricadute sull’occupazione e sullo sviluppo locale. Nel 2022 è stato consegnato agli impianti Eni il primo carico di tale olio, il cui risparmio emissivo è superiore agli standard europei previsti dalla Direttiva Rinnovabili. Intendiamo esportare tale modello in altri Paesi del continente africano, in Congo, Mozambico, Angola, Costa d’Avorio, Benin, Ruanda e poi in Kazakhstan, dove sono in corso studi di fattibilità, nonché in Italia in collaborazione con Bonifiche Ferraresi. L’agri-business incarna i fondamentali pilastri della sostenibilità Eni: decarbonizzazione, economia circolare, local content. Con il SAF,

Sustainable Aviation Fuel di produzione, Eni contribuisce alla decarbonizzazione del trasporto aereo grazie alle produzioni di Taranto e Livorno mediante la tecnologia proprietaria Ecofining. Nel 2024 sarà avviata la produzione di Biojet a Gela e Venezia con l'obiettivo di raggiungere una capacità di produzione di 0,2 milioni di tonnellate al 2026.

La sostenibilità è entrata nelle nostre operazioni di raccolta di capitale. Con l'adozione nel 2020 del "Sustainability-Linked Financing Framework", la Società si è fissata l'obiettivo di arrivare a coprire con strumenti finanziari indicizzati a obiettivi di sostenibilità il 25% del debito lordo totale entro il 2025. In tale ambito, a febbraio 2023 la Società ha concluso con successo il collocamento presso il pubblico retail italiano di un bond indicizzato a due degli obiettivi del framework sostenibile Eni, dell'ammontare di €2 miliardi con richieste pari a cinque volte l'offerta.

Grazie al crescente impegno nella trasparenza e al modello di business costruito da Eni per creare valore sostenibile nel lungo termine, nel 2022, Eni ha confermato o migliorato le valutazioni di eccellenza nei principali rating ESG utilizzati dai mercati finanziari: MSCI ESG, Sustainalytics ESG Risk Rating, ISS ESG, Bloomberg New Energy Finance Oil & Gas Transition Score, Moody's ESG Solutions, CDP Climate Change, Transition Pathway Initiative e ottenuto la conferma, per il sedicesimo anno consecutivo, nell'indice di borsa specializzato FTSE4Good Developed. Infine, Eni è stata inserita nell'indice MIB® ESG di Borsa Italiana, il nuovo indice dedicato alle blue chip che eccellono nella performance ESG. Con riferimento alla parità di genere, Eni è stata inclusa per il secondo anno consecutivo nel Bloomberg Gender Equality Index 2023 e nella Top 100 del Gender Equality Ranking di Equileap.

In un contesto di mercato favorevole, i risultati 2022 sono stati sostenuti dalla disciplina finanziaria e dal controllo dei costi, dall'efficacia operativa e dall'attenta gestione dei rischi derivanti dalla volatilità dei prezzi e dalla carenza di offerta. L'utile operativo adjusted pari a €20,4 miliardi, più del doppio del 2021, è stato trainato dalle eccellenti performance di E&P (+€7 miliardi), in grado di cogliere l'upside dello scenario petrolifero, di GGP (+€1,5 miliardi), grazie alla continua ottimizzazione del portafoglio diversificato tra gas e GNL, e di R&M (+€2,2 miliardi) che in un mercato corto di prodotti raffinati ha fatto leva sulla disponibilità degli impianti, la gestione del flusso di output e le azioni di efficienza sui consumi interni di gas ottenendo una perfor-

mance record. L'utile netto adjusted è stato di €13,3 miliardi, circa il triplo del 2021, grazie anche alla crescita delle nostre partecipazioni all'equity.

L'andamento della gestione ha consentito di generare un robusto cash flow di €20,4 miliardi, al netto di €8,5 miliardi di imposte pagate inclusive del versamento di oltre €1 miliardo di contributi straordinari. Al netto della copertura degli investimenti organici di €8,2 miliardi e del fabbisogno per circolante e stoccaggio gas, il flusso di cassa discrezionale di €12,8 miliardi è stato essenzialmente impiegato per finanziare le acquisizioni nette, remunerare gli azionisti con €5,4 miliardi (dividendi di €3 miliardi e un programma di buy-back accelerato da €2,4 miliardi) e ridurre l'indebitamento finanziario netto di €2 miliardi portando il leverage al minimo storico di 0,13. La manovra di portafoglio ha riguardato le acquisizioni per accelerare la crescita di Plenitude, gli asset per la diversificazione degli approvvigionamenti di gas, tra cui la FLNG Tango per il progetto Congo GNL e il 3% nel progetto NFE in Qatar, nonché l'aumento di capitale per il rilancio di Saipem molto apprezzato dal mercato.

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

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

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

Strategia e obiettivi

Il Piano Eni per il quadriennio '23-'26 identifica le azioni e le iniziative industriali finalizzate a consolidare la strategia di transizione: (a) facendo leva sull'integrazione di tecnologie e sui nuovi modelli di business volti ad offrire prodotti decarbonizzati ai clienti e, a

garantire la sicurezza energetica e la sua sostenibilità attraverso la diversificazione geografica delle fonti, e (b) assicurando cash flow e ritorni economici. Allo scenario Brent di 85 \$/barile nel 2023 e di \$80 nel lungo termine, abbiamo varato una manovra di spesa da €37 miliardi, di cui circa il 25% destinata a progetti low carbon.

Le linee guida della E&P sono la massimizzazione della generazione di cassa attraverso la focalizzazione sugli asset a maggiore profittabilità, l'approccio di sviluppo fast track e la riduzione delle emissioni dirette. I principali sviluppi riguarderanno soprattutto le iniziative gas in Congo, Libia, Egitto, Italia e Medio Oriente, nonché il giant a olio di Baleine in Costa d'Avorio. Grazie a questi sviluppi e al mantenimento del plateau agli asset in produzione, prevediamo nel quadriennio '23-'26 un CAGR del 3-4%, sostenuto dalla componente organica e con un bilanciamento a favore del gas, la cui quota è prevista raggiungere il 60% entro il 2030.

Manteniamo il nostro impegno nell'esplorazione quale driver di crescita e a sostegno della sicurezza energetica con investimenti medi di circa €0,5 miliardi per anno e iniziative focalizzate sul gas, sui temi maturi/near field in Nord Africa, Africa Occidentale e EAU.

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

Prevediamo una rilevante espansione del segmento dei biocarburanti con un'accelerazione del target di capacità di bioraffinazione con oltre 3 milioni di tonnellate all'anno entro il 2025, grazie al contributo delle iniziative in Italia (terza bioraffineria a Livorno), Malesia e Stati Uniti, con una resa in biojet fino a 0,2 milioni di tonnellate al 2026. Lo sviluppo dell'integrazione verticale nella filiera agrihub fornirà al 2026 oltre 700 mila tonnellate di bio-olio, con ricadute positive sulla stabilità dei margini.

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

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

In uno scenario incerto e volatile, le iniziative identificate da Eni nel 2022 con rapidità e visione e che saranno eseguite nel Piano '23-'26, ci consentiranno di rispondere in maniera efficace alle richieste di sicurezza energetica e diversificazione del sistema Europa e al tempo stesso di traguardare i nostri obiettivi di decarbonizzazione. La disciplina finanziaria nella selezione negli investimenti, l'attenzione ai costi e la gestione dei rischi ci permetteranno unitamente alle azioni industriali pianificate di ottenere una solida generazione di cassa in grado di finanziare i capex organici e di garantire ritorni al top dell'industria agli azionisti attraverso il nostro nuovo programma di dividendo e di buy-back delle azioni, mantenendosi al contempo una solida struttura finanziaria con un leverage del 10-20% e un'adeguata flessibilità in caso di mutamenti repentini dello scenario.

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

Roma, 16 marzo 2023

Per il Consiglio di Amministrazione

Lucia Calvosa
La Presidente

Claudio Descalzi
L'Amministratore Delegato





RELAZIONE SULLA GESTIONE

Attività	6
Modello di business	8
Eni in sintesi	10
Attività di stakeholder engagement	16
Strategia	18
Risk Management Integrato	24
Governance	30
Andamento operativo	
Natural Resources	42
Exploration & Production	44
Global Gas & LNG Portfolio	72
Energy Evolution	78
Refining & Marketing e Chimica	80
Plenitude & Power	90
Attività ambientali	96
Commento ai risultati e altre informazioni	
Commento ai risultati economico-finanziari	100
Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA	125
Fattori di rischio e incertezza	134
Evoluzione prevedibile della gestione	161
Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF)	162
Altre informazioni	230
Glossario	231

Attività

32.000+
i nostri dipendenti

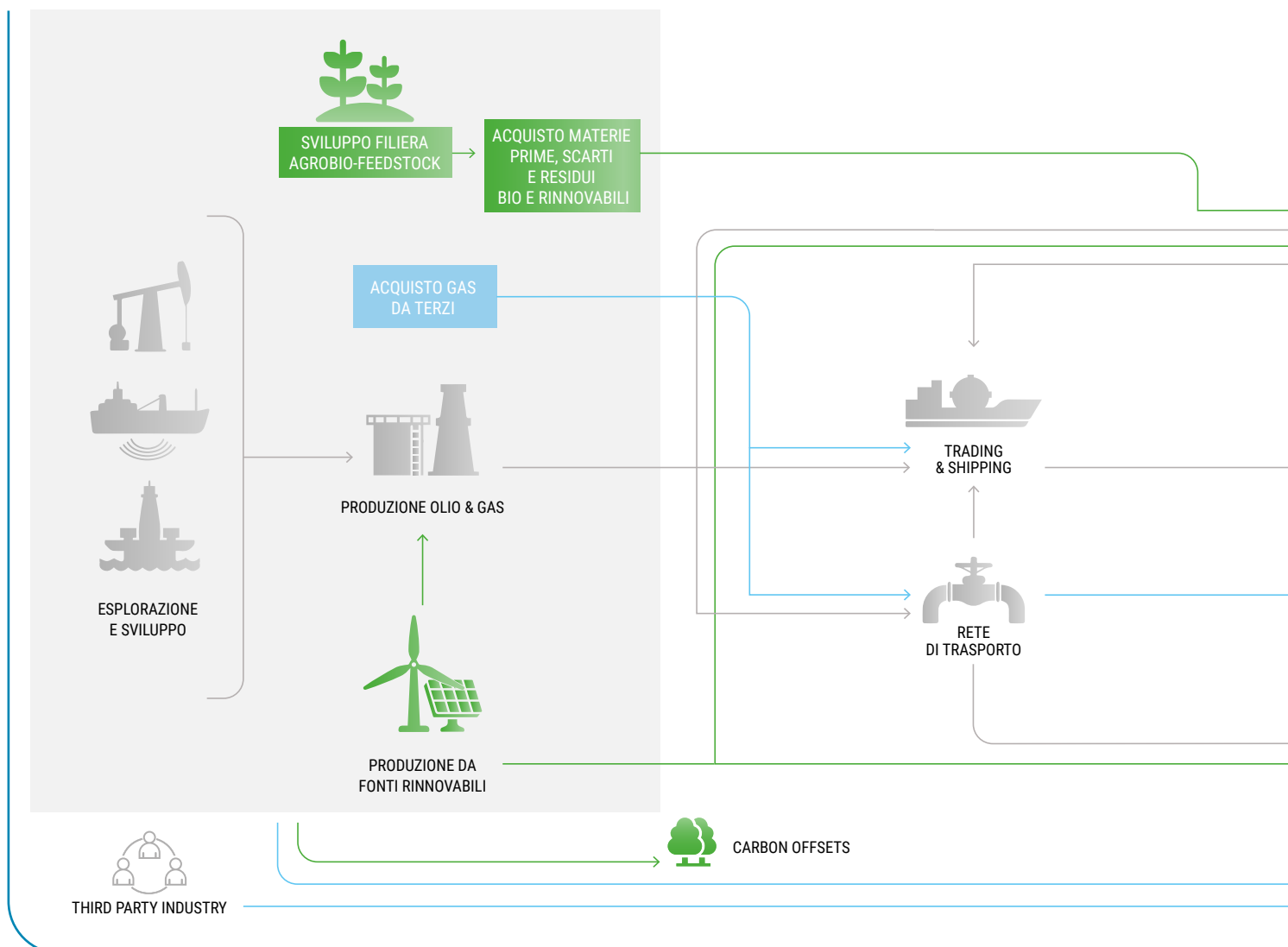
62
i Paesi in cui
siamo presenti

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

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

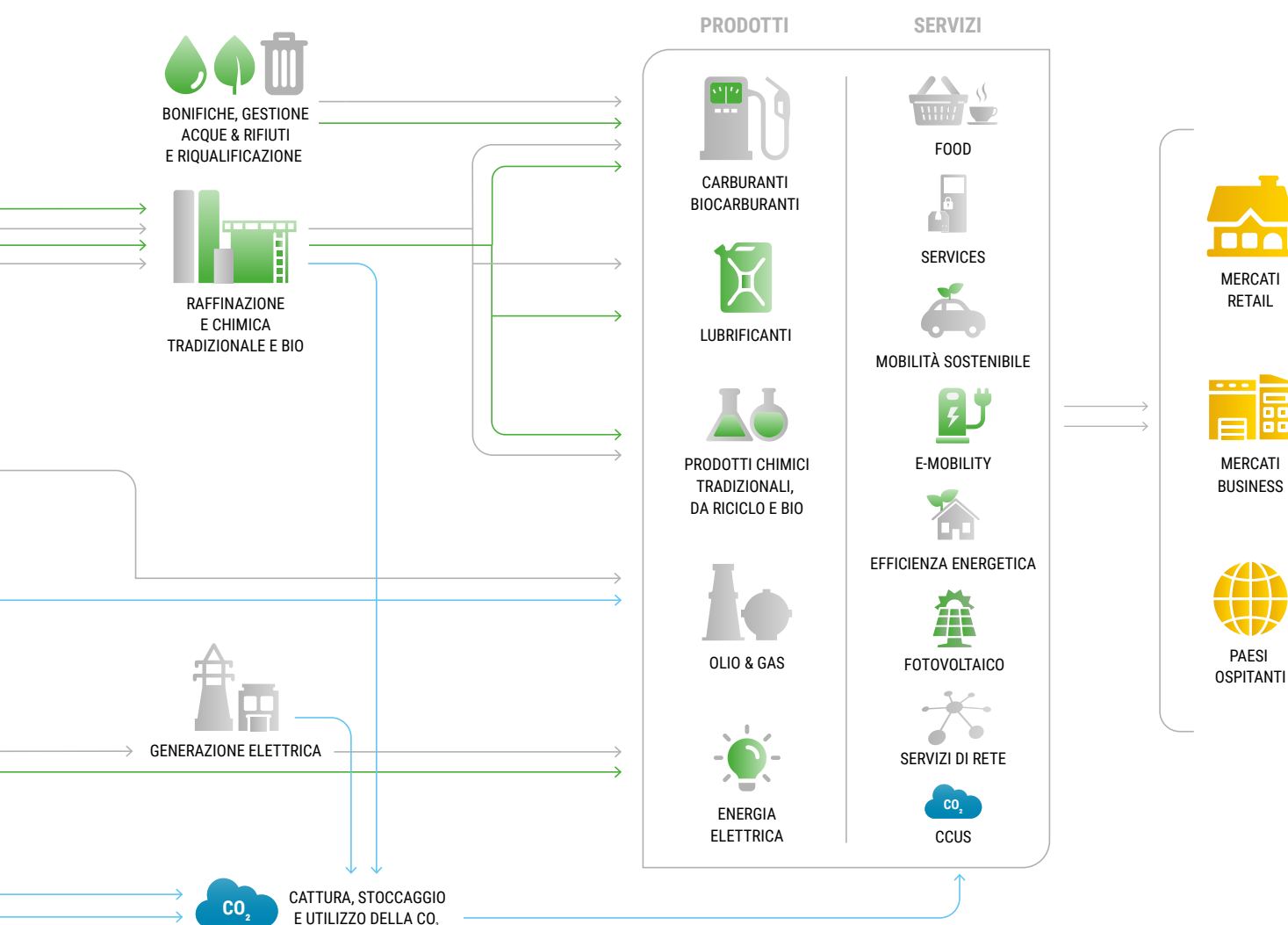
La strategia di Neutralità Carbonica al 2050 di Eni si basa su un piano di trasformazione industriale che prevede l'utilizzo di soluzioni tecnologiche già disponibili ed economicamente sostenibili, quali:

LA CATENA DEL VALORE



- **Crescita progressiva della componente gas come fonte energetica** ponte nella transizione, affiancata da investimenti per la riduzione delle emissioni;
- **Bioenergia** attraverso lo sviluppo di biometano e biocarburanti, con un apporto crescente di materia prima proveniente da rifiuti e scarti e da una filiera integrata di produzione di agri-feedstock non in competizione con la filiera alimentare;
- **Rinnovabili** attraverso l'incremento della capacità e l'integrazione con il business retail;
- **Carbon Capture Storage (CCS)** attraverso lo sviluppo di hub dedicati allo stoccaggio della CO₂ per le emissioni hard-to-abate da siti industriali Eni e di terzi;
- **Progressivo aumento della produzione di nuovi vettori energetici**, tra cui l'idrogeno.

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



Modello di business

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

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

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

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

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

A supporto di questo modello integrato si inseriscono il **sistema di Corporate Governance**², basato sui principi di trasparenza e integrità, il processo di **Risk Management Integrato**³ 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**⁴ che approfondisce gli impatti più significativi generati da Eni su economia, ambiente e persone, inclusi quelli sui diritti umani.

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

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

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

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

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

(2) Si rinvia al capitolo "Governance".

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

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

CREAZIONE DI VALORE PER TUTTI GLI STAKEHOLDER

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

INPUT

516,5 mln

di GJ consumo totale di energia

oltre 32.000

dipendenti

oltre 300.000 km²

di permessi exp/sviluppo oil & gas

Flessibilità portafoglio gas/GNL

10,1 mln

clienti (pdf)

€67 mld

capitale investito

~8.000

brevetti in vita

€76,4 mln

investimenti per lo sviluppo locale

€8,2 mld

investimenti netti

ECCELLENZA OPERATIVA

Approccio per accompagnare la trasformazione

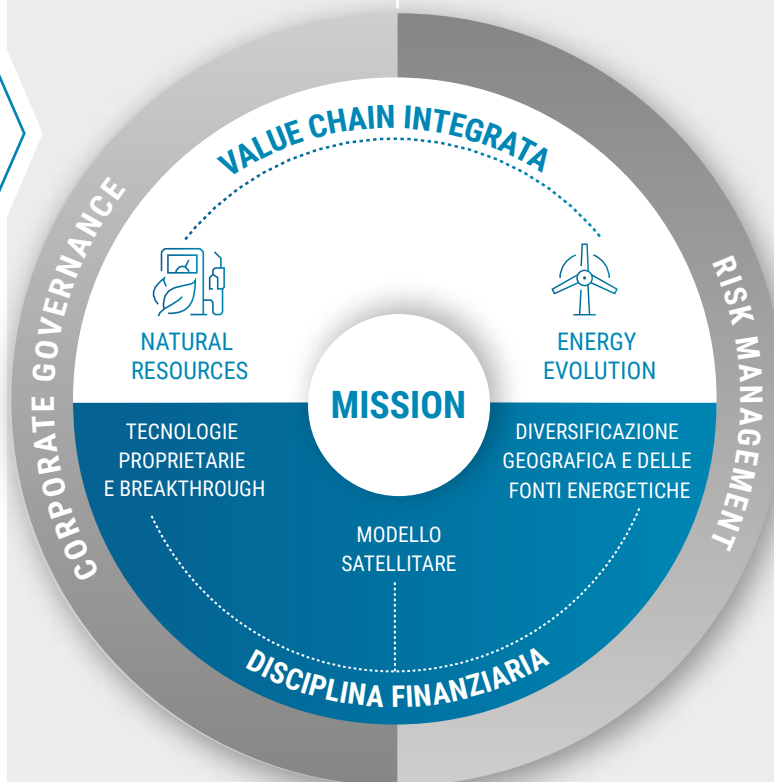
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

Decarbonizzazione dei prodotti e dei processi

ALLEANZE PER LO SVILUPPO

Creazione di valore condiviso con i Paesi di presenza

STRATEGIA E TARGET OBIETTIVI PER LO SVILUPPO SOSTENIBILE



OUTPUT

-8%

Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3)

0,41 TRIR

(infortuni registrabili /ore lavorate)

2,3 GW

capacità da fonti rinnovabili

Biofuel sostenibili

€5,4 mld

remunerazione degli azionisti

€20,4 mld

flusso di cassa organico

13%

leverage

Accesso di **120 mila**

persone a servizi sanitari

€8,5 mld

imposte pagate

~750 mln boe

risorse scoperte

Eni in sintesi

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

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

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

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

Claudio Descalzi
AD Eni



HIGHLIGHT FINANZIARI

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

€13,3 mld
utile netto adjusted

€20,4 mld
CFFO adjusted

27%
del CFFO
remunerazione azionisti

€7 mld
indebitamento
finanziario netto

13%
leverage



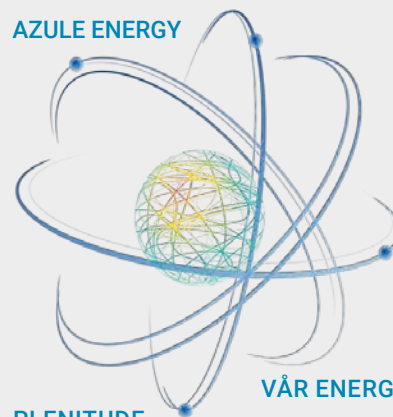
MODELLO DI BUSINESS SATELLITARE

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

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

SUSTAINABLE MOBILITY

AZULE ENERGY



PLENITUDE

VÅR ENERGI



ECCELLENZA OPERATIVA

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

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

50%

del gas approvvigionato dalla Russia sostituito

13,1 mg/l

punti di ricarica veicoli elettrici

750 mln/boe

di nuove risorse scoperte

90%

riutilizzo delle acque dolci

TRIR 0,41%



NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

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

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

SDG: 7 9 12 13 15 17

2,3 GW

capacità installata da fonti rinnovabili di gruppo raddoppiando il risultato 2021

30 mln ton CO₂

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

66 gCO₂eq./MJ

-0,3% Net Carbon Intensity vs. 2021

1,1 mln tonn/a

capacità bioraffinazione



ALLEANZE PER LO SVILUPPO

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

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

€76,4 mln

investimenti per lo sviluppo locale

120.000 persone

con accesso ai servizi sanitari



INNOVAZIONE TECNOLOGICA

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

SDG: 7 9 12 13 17

ACCELERATI I NOSTRI INVESTIMENTI IN R&S:

~8.000 brevetti

+400 progetti

Profilo dell'anno

- Nel 2022 Eni ha conseguito solidi risultati con l'utile operativo adjusted di €20,4 miliardi raddoppiato rispetto al 2021 beneficiando dell'eccellente andamento dei settori E&P, GGP e del business R&M.
- L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni di €13,3 miliardi, in aumento di €9 miliardi rispetto al 2021 riflette gli eccellenti risultati della gestione industriale e il notevole contributo delle partecipate valutate con il metodo del patrimonio.
- L'utile netto di competenza degli azionisti Eni di €13,9 miliardi evidenzia un notevole incremento rispetto al 2021 grazie al miglioramento della gestione industriale in un contesto di mercato favorevole, attenuato da minori proventi straordinari netti relativi principalmente alla valutazione delle scorte.
- Remunerazione degli azionisti: nei mesi di settembre e novembre Eni ha pagato la prima e la seconda tranche trimestrale del dividendo 2022 di €0,22 per azione ciascuna, pari a €1,47 miliardi. La terza tranche di €0,22 per azione sarà messa in pagamento il 22 marzo con stacco cedola il 20 marzo 2023.
- Completato a novembre l'annunciato programma di acquisto di azioni proprie da €2,4 miliardi, corrispondenti a 196 mln di azioni ritirate dal mercato.
- L'indebitamento finanziario netto ex-IFRS 16 al 31 dicembre 2022 è pari a €7 miliardi, in diminuzione di €2 miliardi rispetto al 31 dicembre 2021. Il leverage si attesta a 0,13, rispetto allo 0,20 al 31 dicembre 2021.
- Nel gennaio 2023 Eni ha lanciato con successo il primo prestito obbligazionario legato alla sostenibilità per il mercato retail in Italia dell'ammontare di €2 miliardi. Ricevuti ordini per oltre €10 miliardi rispetto a €1 miliardo inizialmente offerto, con l'offerta chiusa in soli 5 giorni.

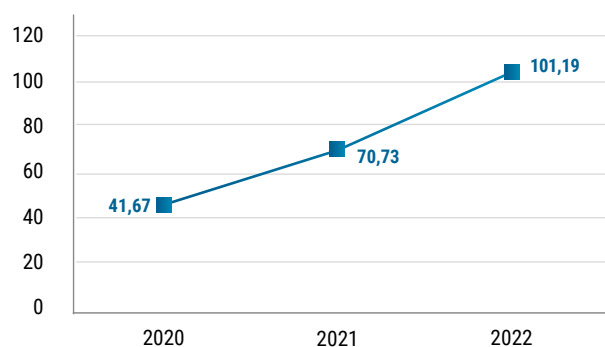
Sviluppo del modello satellitare

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

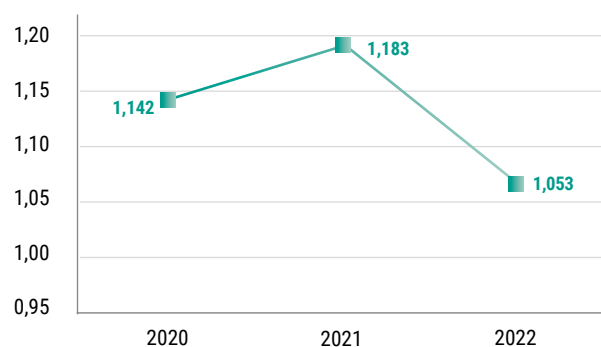
Milestone operative

- Nell'esercizio 2022, incrementato il portafoglio risorse di circa 750 milioni di boe, continuando a realizzare eccellenti performance nell'esplorazione. Diverse scoperte avvenute in prossimità di impianti e infrastrutture produttive esistenti, in linea con il modello di sviluppo fast-track, in particolare in Algeria, Egitto e Abu Dhabi.
- Firmati importanti accordi per lo sviluppo di progetti di Carbon Capture and Storage: con Snam per lo sviluppo e la gestione congiunta del progetto Ravenna Carbon Capture and Storage (CCS), con la National Oil Corporation of Libya (NOC) per lo sviluppo delle grandi riserve di gas di A&E Structures, nell'offshore di Tripoli, compresa la costruzione di un hub onshore di cattura e stoccaggio di CO₂ (CCS).
- Nell'ambito dello sviluppo del business della bioraffinazione è stato annunciato l'accordo di collaborazione con la società di raffinazione PBF relativo al progetto di bioraffinazione St. Bernard Renewables LLC (SBR) in fase di costruzione in Louisiana (Stati Uniti d'America) attraverso un JV paritetica. L'avvio dell'impianto è atteso nella prima metà del 2023 con l'obiettivo di una capacità di trattamento di circa 1,1 milioni di tonnellate/anno per la produzione principalmente di HVO Diesel.
- Sottoscritti rilevanti accordi con partner strategici per lo sviluppo di iniziative congiunte nell'ambito della sostenibilità e dell'innovazione, con l'obiettivo di favorire il processo di transizione energetica e decarbonizzazione delle proprie attività, anche attraverso lo sviluppo congiunto di iniziative innovative nell'ambito dell'agricoltura, della protezione di ecosistemi forestali, della salute e delle tecnologie, promuovendo sia iniziative agricole di coltivazione di piante oleaginose da utilizzare come feedstock per le bioraffinerie Eni per la produzione di biocarburanti sia iniziative per la generazione di crediti di carbonio e supportando lo sviluppo di infrastrutture e servizi per la salute e l'educazione delle comunità locali.

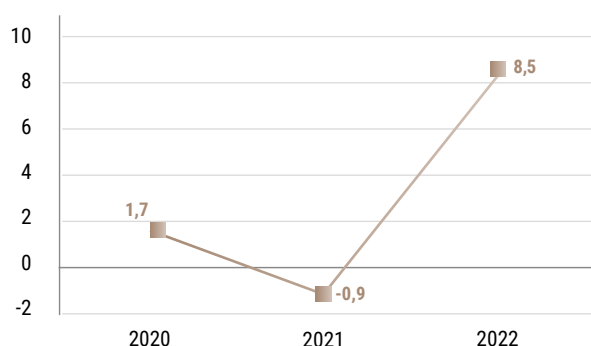
PREZZO MEDIO DEL GREGGIO BRENT DATED (\$/BL)



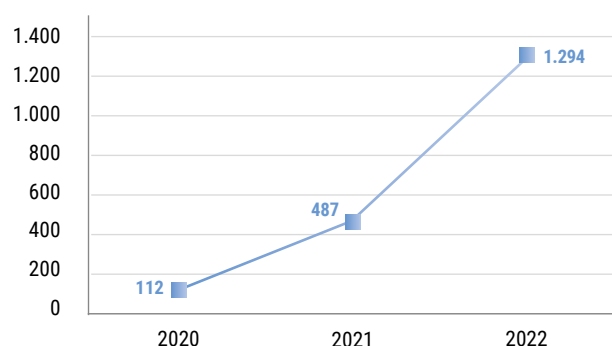
CAMBIO MEDIO EUR/USD



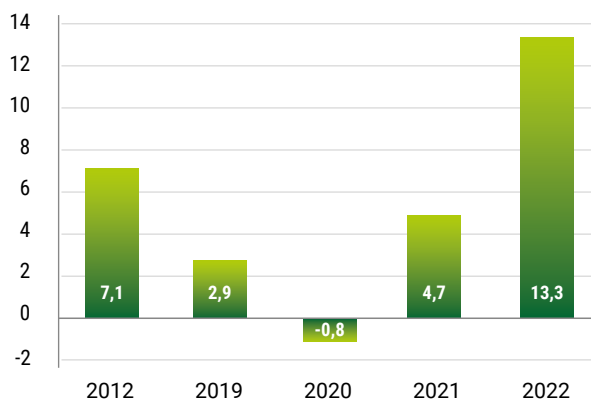
STANDARD ENI REFINING MARGIN (SERM) (\$/BL)



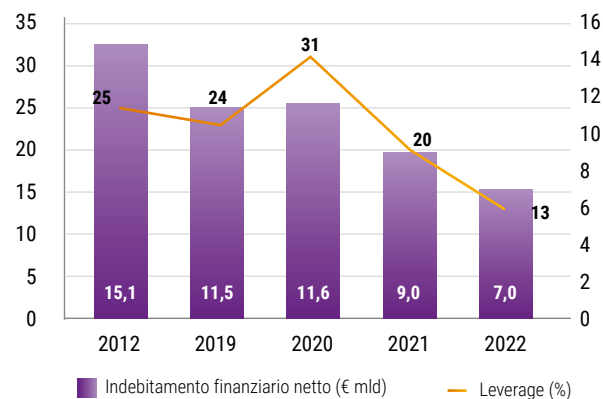
PSV (€/KMC)



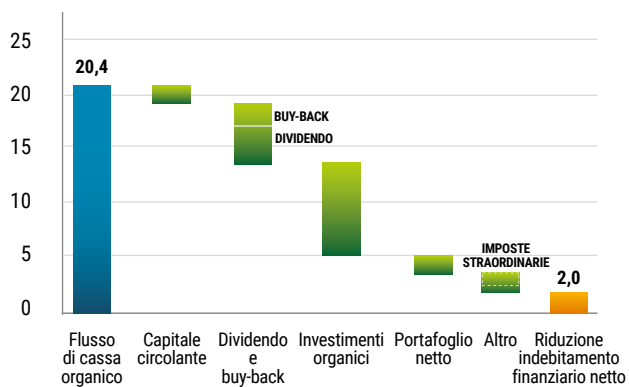
UTILE NETTO ADJUSTED (€ MLD)



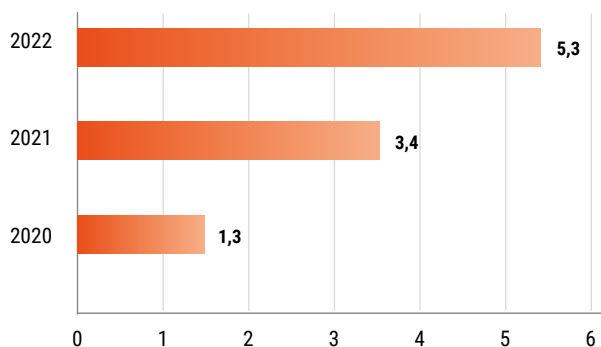
LEVA FINANZIARIA E INDEBITAMENTO



ROBUSTA GENERAZIONE DI CASSA (€ MLD)



REMUNERAZIONE AZIONISTI (€ MLD)





PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

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

		2022	2021	2020
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	132.265	76.575	43.987
Utile (perdita) operativo		17.510	12.341	(3.275)
Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		20.386	9.664	1.898
<i>Exploration & Production</i>		16.411	9.293	1.547
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		2.063	580	326
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		1.929	152	6
<i>Plenitude & Power</i>		615	476	465
Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		13.301	4.330	(758)
Utile (perdita) netto ^(b)		13.887	5.821	(8.635)
Flusso di cassa netto da attività operativa		17.460	12.861	4.822
Investimenti tecnici		8.056	5.234	4.644
<i>di cui: ricerca esplorativa</i>		708	391	283
<i>sviluppo riserve di idrocarburi</i>		5.238	3.364	3.077
Dividendi per esercizio di competenza ^(c)		3.077	3.022	1.286
Dividendi pagati nell'esercizio		3.009	2.358	1.965
Totale attività a fine periodo		152.167	137.765	109.648
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		55.230	44.519	37.493
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		7.026	8.987	11.568
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		11.977	14.324	16.586
Capitale investito netto		67.207	58.843	54.079
<i>di cui: Exploration & Production</i>		50.910	48.014	45.252
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		672	(823)	796
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		9.302	9.815	8.786
<i>Plenitude & Power</i>		7.486	5.474	2.284
Prezzo delle azioni a fine periodo	(€)	13,3	12,2	8,6
Numero medio ponderato di azioni in circolazione	(milioni)	3.483,6	3.566,0	3.572,5
Capitalizzazione di borsa ^(d)	(€ miliardi)	48	44	31



PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

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

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



DIPENDENTI

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

		2022	2021	2020
Spesa in R&S	(€ milioni)	165	177	157
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	23	30	25

INNOVAZIONE



		2022	2021	2020
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore) x 1.000.000	0,41	0,34	0,36
<i>dipendenti</i>		0,29	0,40	0,37
<i>contrattisti</i>		0,47	0,32	0,35
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	39,4	40,1	37,8
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)		0,79	0,81	0,73
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti ^(b)		164	176	185
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) ^(c)		419	456	439
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3) ^(c)	(grammi di CO ₂ eq./MJ)	66	67	68
Net Carbon footprint upstream (Scope 1+2) ^(c)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	9,9	11,0	11,4
Net Carbon footprint Eni (Scope 1+2) ^(c)		29,9	33,6	33,0
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,6	20,2	20,0
Indice di efficienza operativa Gruppo		32,7	32,0	31,6
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	49,6	54,5	55,9
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	1,1	1,2	1,0
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	6.297	4.408	6.824
<i>di cui: da atti di sabotaggio</i>		5.253	3.053	5.866
<i>operativi</i>		1.044	1.355	958
Prelievi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	131	125	113
Acqua di formazione reiniettata	(%)	59	58	53

SALUTE,
SICUREZZA
E AMBIENTE^(a)

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

(b) Categoria 11 del GHG Protocol – Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA.

(c) KPI calcolati su base equity.

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

DATI OPERATIVI



(a) Relativo alle società consolidate.

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

(c) Media triennale.

Attività di stakeholder engagement

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

CATEGORIE	TEMI RILEVANTI
PERSONE DI ENI E SINDACATI NAZIONALI E INTERNAZIONALI	- Contrasto al cambiamento climatico - Salute e sicurezza dei lavoratori - Innovazione - Sviluppo del capitale umano - Diversità, inclusione e work-life balance - Riduzione degli impatti ambientali
COMUNITÀ FINANZIARIA	- Strategia e performance economico-finanziaria^(*) - Contrasto al cambiamento climatico - Riduzione degli impatti ambientali - Tutela dei diritti umani - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale - Economia circolare
COMUNITÀ LOCALI E COMMUNITY BASED ORGANIZATION	- Sviluppo locale - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale - Riduzione degli impatti ambientali - Accesso all'energia - Gestione responsabile della catena di fornitura - Tutela dei diritti umani
CONTRATTISTI, FORNITORI E PARTNER COMMERCIALI	- Salute e sicurezza dei lavoratori - Contrasto al cambiamento climatico - Tutela dei diritti umani - Sviluppo del capitale umano - Diversità, inclusione e work-life balance - Digitalizzazione e Cyber security
CLIENTI E CONSUMATORI	- Relazioni con i clienti - Innovazione - Riduzione degli impatti ambientali - Contrasto al cambiamento climatico - Economia circolare - Digitalizzazione e Cyber security
ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE ED INTERNAZIONALI	- Contrasto al cambiamento climatico - Riduzione degli impatti ambientali - Accesso all'energia - Economia Circolare - Innovazione - Sicurezza Energetica^(*)
UNIVERSITÀ, CENTRI DI RICERCA E HUB DI INNOVAZIONE	- Contrasto al cambiamento climatico - Innovazione - Riduzione degli impatti ambientali - Sviluppo locale - Economia circolare - Tutela dei diritti umani
ORGANIZZAZIONI VOLONTARIE DI ADVOCACY E DI CATEGORIA, ASSOCIAZIONI CONFINDUSTRIALI E ORGANISMI ASSOCIATIVI	- Sviluppo del capitale umano - Economia circolare - Riduzione degli impatti ambientali - Salute e sicurezza dei lavoratori - Innovazione - Contrasto al cambiamento climatico
ORGANIZZAZIONI PER LA COOPERAZIONE ALLO SVILUPPO	- Sviluppo locale - Contrasto al cambiamento climatico - Economia circolare - Accesso all'energia - Innovazione - Salute e sicurezza dei lavoratori

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

PRINCIPALI ATTIVITÀ DI ENGAGEMENT NEL 2022

- Percorsi professionali e formativi sulle competenze emergenti legate alle strategie di business e allo sviluppo dell'imprenditorialità.
- Iniziative formative a supporto dell'inclusione e del riconoscimento del valore di ogni tipo di diversità.
- Analisi di clima per raccogliere le opinioni dei dipendenti sull'azienda.
- Iniziative internazionali a supporto del team building, della mobilità e formazione per favorire l'internazionalità.
- Finalizzazione e/o sottoscrizione di accordi con le parti sindacali tra cui quello per lo Smart Working in Italia e progressiva estensione all'estero, per iniziative di well-being delle persone Eni, il contratto di espansione 2022-2023 e rinnovo dei CCNL di settore.

- Capital Markets Day (piano strategico 2022-25 e di lungo termine al 2050) e Road-Show virtuale nelle principali piazze finanziarie.
- Road-Shows con investitori e proxy advisor sulla remunerazione degli executive.
- Conference call sui risultati trimestrali.
- Partecipazione del Top Management alle conferenze tematiche organizzate dalle banche.
- Partecipazione alle conferenze tematiche e ingaggio continuativo con gli investitori istituzionali e le principali agenzie di rating in ambito ESG.

- Consultazioni delle Autorità e comunità locali per le nuove attività esplorative e/o per lo sviluppo di nuovi progetti di business e di sviluppo locale.
- Consultazioni con le comunità e altri stakeholder nei Paesi in cui sono stati condotti studi di impatto, tra cui Social and Human Rights Impact Assessment.
- Gestione di richieste e grievance delle comunità locali.
- Comunicazioni periodiche su avanzamento progetti e workshop su opportunità di Local Content.
- Campagne di sensibilizzazione delle comunità locali su temi di salute e sull'uso delle Stufe migliorate.

- Iniziative di sensibilizzazione e coinvolgimento dei fornitori in webinar tematici, workshop di settore ed eventi formativi e di approfondimento per favorire una consapevolezza diffusa della sostenibilità lungo l'intera supply chain.
- Ampliamento della community di Open-es e rafforzamento dell'iniziativa con maggiori strumenti e servizi di sviluppo e erogazione di un programma formativo aperto a tutte le imprese sulle tematiche prioritarie ESG.
- Due Diligence sui diritti umani: estensione dell'applicazione del modello risk-based per prevenire e mitigare i rischi lungo l'intera supply chain.
- Programma "Basket Bond - Energia Sostenibile", strumento di finanza innovativa rivolto ai fornitori Eni e alla filiera dell'energia, per consentire di accedere a risorse finanziarie da destinare a progetti finalizzati allo sviluppo sostenibile.

- Incontri e workshop con Presidenti, Segretari Generali e Responsabili Energia delle Associazioni dei Consumatori (AdC) nazionali e locali in particolare su tematiche legate alla transizione energetica e iniziative commerciali.
- Incontri territoriali con le AdC regionali del Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti e sponsorizzazione di iniziative delle AdC sui vari temi di sostenibilità.
- Ascolto dei consumatori, dei clienti e coinvolgimento delle AdC per approfondimenti su prodotti, per valutazione e monitoraggio del servizio, per migliorarne la soddisfazione, la qualità e il posizionamento aziendale.
- Presentazione alle AdC di risultati, obiettivi e strategie future per lo sviluppo e realizzazione della customer centricity.

- Partecipazione a commissioni miste, incontri e tavoli di lavoro con Istituzioni e organizzazioni locali, nazionali, europee ed internazionali sui temi connessi ad attività di business, scenari geopolitici ed energetici tra cui decarbonizzazione, agri-business, sviluppo sostenibile, ecc..
- Rappresentazione del posizionamento Eni su transizione energetica e decarbonizzazione in eventi pubblici e nei principali consessi multilaterali internazionali (es. G20, B20, COP27).
- Ingaggio e dialogo istituzionale, anche nel contesto di partnership e membership, con think tank e organismi associativi (nazionali, europei e internazionali) e con organismi internazionali e/o promossi da istituzioni italiane ed europee sulla transizione energetica, ambientale e mobilità sostenibile.
- Presentazione di progetti, visite di associazioni e delegazioni istituzionali e politiche nazionali presso impianti industriali, siti operativi e centri di ricerca.

- Accordi di ricerca con le Università di Milano Bicocca e di Pisa oltre che con ENEA per la transizione energetica e decarbonizzazione.
- Prosecuzione attività di collaborazione con: a) Politecnico di Milano e di Torino, Università di Bologna, Napoli, Pavia, Padova, Pisa, MIT, CNR, Consorzio INSTM, ENEA e INGV, b) con CNR per 4 centri di ricerca congiunti per lo sviluppo ambientale ed economico. Collaborazioni formative con: Università LUISS, Università IULM, Università di Roma 3, Università di Firenze.
- Costituzione di un Laboratorio Congiunto con l'Università di Bologna per nuove tecnologie per la transizione energetica.
- Partecipazione come socio fondatore nell'ambito del PNRR in 4 Centri Nazionali per la Ricerca e in 2 Ecosistemi dell'Innovazione.
- Presenza nei principali hub di innovazione nazionale e internazionale, accordi con innovation broker, incubatori e acceleratori di start up.

- Adesione e partecipazione a OGCI, IETA, WEF, IPIECA, IOGP, WBCSD, UN GLOBAL COMPACT, EITI, The Council for Inclusive Capitalism, Energy Compact e collaborazioni con istituzioni internazionali sui diritti umani.
- Convegni, dibattiti, eventi e iniziative di formazione su temi di sostenibilità; realizzazione di linee guida e condivisione di best practice, capacity building per la generazione e l'utilizzo dei crediti di carbonio.
- Incontri con Associazioni Imprenditoriali Territoriali e di Categoria per la Supply Chain Sostenibile e le tematiche energetiche e per supportare le linee di business anche attraverso la verifica di posizionamenti comuni e studi per la decarbonizzazione.
- Accordo di collaborazione per il IV Concorso Best Performer dell'Economia Circolare di Confindustria e la II° edizione del Circular Bootcamp con Confindustria.

- Consolidate, attraverso accordi di collaborazione/partenariato, le attività di sviluppo condotte nei Paesi insieme ad organismi di cooperazione. Firmati accordi con UNIDO e UNESCO, organi e agenzie di cooperazione nazionali come AICS, EGPC, il Governatorato di Nabeul (Tunisia) e SETAB, organismi della società civile come AVSI, Elsewedi Electric Foundation, Fondazione E4Impact, SACA e TechnoServe, e del settore privato come Centro Cardiologico Monzino IRCCS, CNH Industrial e Iveco Group.
- Proseguite le collaborazioni con UNDP, USAID, istituzioni finanziarie come World Bank, CDP e Standard Bank, ministeri della salute dei Paesi ospitanti, organismi della società civile come ADPP, Banco Alimentare, Medici con l'Africa CUAMM, GHACCO, Istituto Superiore Don Bosco di Maputo e VIS.

NUMERI DELL'ANNO

79%

tasso di partecipazione
analisi di clima Eni

>600

investitori incontrati

360

incontri/call
con investitori e agenzie

1.200

persone coinvolte in Social
and Human Rights impact
assessment

751

comunità locali (indigene
include) mappate

341

richieste e grievance gestiti

>10.000

imprese aderenti a Open-es

>500

rappresentanti
delle Associazioni dei
Consumatori incontrati

~200

borse di studio universitarie
erogate

55

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

24

progetti di ricerca
congiunta avviati

>100

start up innovative
incubate/accelerate

30

accordi firmati per iniziative
di sviluppo socio-economico
e di salute

Strategia

“Il Piano conferma la forza e l’efficacia della nostra strategia. Nel 2014 abbiamo intrapreso un percorso di trasformazione industriale e finanziaria che ci ha progressivamente permesso di creare valore anche in scenari difficili, garantendo la sicurezza degli approvvigionamenti e la sostenibilità ambientale. Abbiamo focalizzato la nostra strategia di esplorazione e produzione principalmente sul gas, facendo leva sulle nostre produzioni e diversificando gli investimenti tra diversi Paesi. Questo ci ha permesso di attuare il nostro Piano finalizzato alla sostituzione di 20 miliardi di metri cubi di gas russo entro il 2025. Abbiamo trasformato la nostra piattaforma downstream e investito significativamente in tecnologia per creare e far crescere i nostri business legati alla transizione energetica, con l’obiettivo di azzerare le emissioni nette Scope1, 2 e 3. Questo ci consente oggi di confermare pienamente i nostri obiettivi di decarbonizzazione, nonostante lo scenario attuale della sicurezza energetica e la necessità di far fronte a una forte domanda di energie tradizionali. Oggi possiamo delineare chiaramente come sarà Eni nel 2030: le nostre attività Upstream non genereranno più emissioni nette; la nostra produzione di idrocarburi sarà composta principalmente

CONFERMA DEL PERCORSO DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI



Net zero GHG lifecycle emissions

(Scope 1,2 e 3) al 2050

Net GHG Lifecycle Emissions

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

-35% al 2030

-80% entro il 2040

Net Carbon Footprint Eni

(Scope 1 e 2)

Net zero emission entro il **2035**

Net Carbon Footprint Upstream

(Scope 1 e 2)

-65% al 2025 (vs. 2018)

Net Zero emission entro il **2030**

NUOVE ENERGY SOLUTION



Plenitude

oltre **15 mln di clienti** e

15 GW di capacità rinnovabile
entro il 2030

Bioraffinazione

capacità ad oltre

5 mln di ton/anno dal 2030

Fusione magnetica

previsto il

primo impianto commerciale

nei prossimi 10 anni

Investimenti

prevista in crescita la quota dedicata
alle nuove soluzioni energetiche:

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

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

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

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

Claudio Descalzi, *Amministratore Delegato Eni*

DISCIPLINA FINANZIARIA



CAPEX 4Y

€37 mld

nel 2023 circa **€9,5 mld**

Internal Rate of Return

dei nuovi progetti upstream

~25% allo scenario Eni

Flusso di cassa operativo

ante capitale circolante

>€69 mld nel quadriennio

allo scenario Eni;

nel **2023 >€ 17 mld**

ROACE

13% media 4Y

a scenario costante 2023

CREAZIONE DI VALORE PER GLI SHAREHOLDERS



Distribuzione di circa

25-30% del CFFO ante capitale circolante
in dividendi e buy-back

Dividendo annuale

€0,94 per azione per il 2023

(+7% vs. 2022)

Pagamento dividendo

in **quattro rate** trimestrali paritarie:

settembre e novembre 2023,

marzo e maggio 2024

Programma di buy-back

pari a **€2,2 mld nel 2023**

(2x vs. 2022 policy @ 85 \$/bl);

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

PIANO STRATEGICO 2023-2026

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

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

GRUPPO

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

Il Piano 2023-2026 prevede:

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

NATURAL RESOURCES



EXPLORATION & PRODUCTION

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

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

lutions che assicureranno la compensazione delle emissioni residue. Altro driver per il conseguimento degli obiettivi di decarbonizzazione di Gruppo sono i progetti per la cattura e lo stoccaggio geologico della CO₂.

Il Piano 2023-2026 prevede:

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



GGP

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

Il Piano 2023-2026 prevede:

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

ENERGY EVOLUTION



REFINING & MARKETING

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

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

Il Piano 2023-2026 prevede:

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



VERSALIS

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

Il Piano 2023-2026 prevede:

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



PLENITUDE

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

Il Piano 2023-2026 prevede:

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



POWER

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

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

ALTRI IMPEGNI E TARGET SULLE TEMATICHE ESG¹

Salute e sicurezza

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

Capitale umano

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

Ambiente

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

Diritti umani, Trasparenza e Integrità

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

Sviluppo locale

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

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

Risk Management Integrato

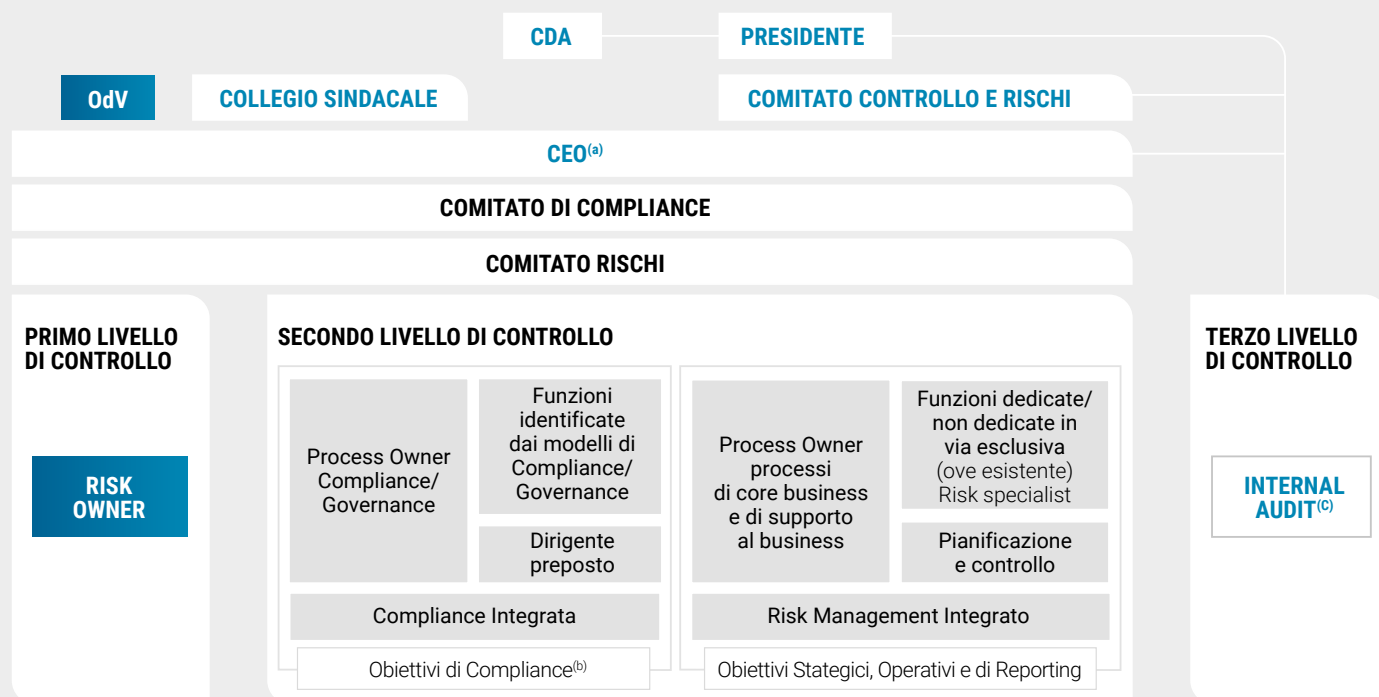
Eni ha sviluppato e adottato un Modello di Risk Management Integrato (di seguito Modello RMI) finalizzato ad assicurare che il management assuma decisioni consapevoli (risk-informed), attraverso la valutazione e l'analisi dei rischi, di breve, medio e lungo termine, attuata con una visione integrata,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

IL MODELLO DI RISK MANAGEMENT INTEGRATO

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

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

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



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

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

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

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

IL PROCESSO DI RISK MANAGEMENT INTEGRATO

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

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

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

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

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

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

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

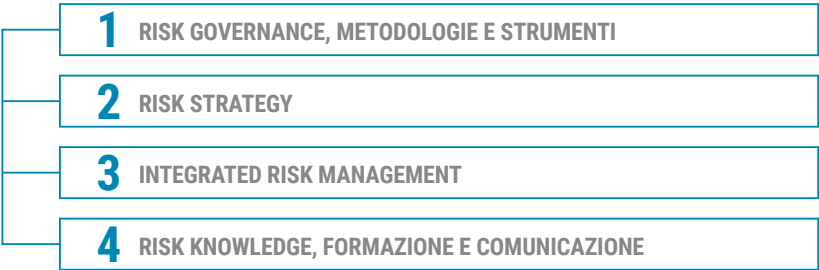
Il monitoraggio dei rischi e dei relativi piani di trattamento consente di analizzare l'andamento dei rischi (attraverso l'aggiornamento di opportuni indicatori) e lo stato di attuazione delle azioni di trat-

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

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

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

RMI - Risk Management Integrato →
Processo risk-based



OBIETTIVI, PRINCIPALI RISCHI E AZIONI DI TRATTAMENTO

RISCHIO STRATEGICO		
SCENARIO	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO Scenario Prezzi commodity, visione d'insieme del rischio di fluttuazioni sfavorevoli dei prezzi del Brent, del Gas e delle altre commodity rispetto alle previsioni di piano.	AZIONI DI TRATTAMENTO • Focalizzazione su resilienza e flessibilità del portafoglio attraverso: generazione di cassa dei business tradizionali, crescita dei nuovi business, ottimizzazione del portafoglio e manovra investimenti; • ottimizzazione della gestione del portafoglio contratti gas attraverso processi di price revision e flessibilizzazione prelievi fisici; • strategia attiva di hedging del portafoglio in funzione delle condizioni di mercato e dell'evoluzione del contesto geopolitico; • ottimizzazione assetti industriali business tradizionali; • sviluppo capacità di raffinazione bio, mediante conversione circuito produttivo raffinazione tradizionale e selettive partnership in progetti in aree geografiche differenziate; • specializzazione del portafoglio della chimica verso prodotti e mercati a maggior valore aggiunto; sviluppo chimica da rinnovabili/bio e riciclo; • massimizzazione del valore da mercato dei servizi power e iniziative per favorire la decarbonizzazione della generazione power; • massimizzazione sinergie tra capacità di generazione elettrica da rinnovabili in sviluppo e portafoglio clienti power (energy management integrato ed hedging con portafoglio clienti) e ulteriore securitizzazione dei ricavi attraverso la partecipazione alle aste e la stipula PPA.
CONTRAZIONE DOMANDA/ CONTESTO COMPETITIVO	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO Contrazione domanda/contesto competitivo, riferito al verificarsi di uno sbilancio domanda e offerta di mercato o di un incremento della competitività tale da: (i) ridurre volumi di vendita, (ii) aumentare le difficoltà nel difendere customer base/sviluppare iniziative di crescita, (iii) generare dinamiche avverse sui prezzi dei prodotti finiti, (iv) contrazione domanda.	AZIONI DI TRATTAMENTO • Sviluppo del portafoglio Gas-LNG con crescente quota equity derivante da iniziative integrate Upstream/GGP; • azioni di ottimizzazione di portafoglio Gas/LNG; • strategia attiva di hedging del portafoglio in funzione delle condizioni di mercato e dell'evoluzione del contesto geopolitico; • crescita del business della mobilità sostenibile e sviluppo selettivo stazioni Premium; • differenziazione del portafoglio della chimica verso prodotti a maggiore valore aggiunto ed estensione filiera a valle verso compounding; • sviluppo chimica da rinnovabili e riciclo; • crescita organica clienti retail gas e luce con progressiva integrazione con la capacità di generazione energie rinnovabili e con lo sviluppo dei servizi di generazione distribuita e di efficienza energetica; • consolidamento posizione sul mercato renewables in particolare nei Paesi di presenza retail attraverso lo sviluppo della pipeline di progetti acquisiti, con particolare focus su Spagna e Italia.

CLIMATE CHANGE



PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

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

RISCHIO ESTERNO

RISCHIO CREDITO COMMERCIALE



PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

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

BIOLOGICO



PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

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

GEOPOLITICO



PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

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

PAESE 	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO 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. Global security risk, riferito ad azioni o eventi dolosi che possono arrecare danni alle persone e agli asset materiali e immateriali. 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 per mezzo di dismissioni ed acquisizioni mirate e sinergiche finalizzate a ridurre il profilo di rischio complessivo; • stretta collaborazione con le autorità locali; • 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.
NORMATIVO SETTORE ENERGY 	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO Normativo 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: - aumento capacità delle bioraffinerie e diversificazione feedstock e prodotti (phase-out olio di palma, sviluppo agro biofeedstock, produzione Biojet, sviluppo biometano); - sviluppo chimica da fonti rinnovabili, sviluppo riciclo meccanico avanzato e sviluppo tecnologie di riciclo chimico; - fornitura ai clienti retail di servizi di efficienza energetica, sviluppo generazione distribuita e sinergie con il business rinnovabili.
RAPPORTI CON GLI STAKEHOLDER LOCALI 	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO Rapporti con gli stakeholder locali del settore energy.
	AZIONI DI TRATTAMENTO • Integrazione degli obiettivi e dei progetti di sostenibilità (es. Community Investment) all'interno del Piano Strategico e dei piani di incentivazione del management; • continuo dialogo con gli stakeholders per comunicare l'approccio sostenibile Eni alle attività, anche tramite progetti di sviluppo sociale e territoriale e di valorizzazione del local content; • realizzazione di accordi di collaborazione con enti nazionali e internazionali nella direzione del Partenariato Pubblico Privato (FAO, UNDP, UNESCO, UNIDO...); • rispetto e promozione Diritti Umani attraverso operatività del Modello di gestione dei Diritti Umani, analisi di impatto ed integrazione della vista sui diritti umani nei processi di business.
PERMITTING  	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO Permitting, riferito al verificarsi di possibili ritardi o mancato rilascio di autorizzazioni, rinnovi o permessi da parte della Pubblica Amministrazione con impatti su tempi e costi di progetto nonché ricadute in termini sociali, ambientali e di immagine e reputazione.
	AZIONI DI TRATTAMENTO • Dialogo costante con le Istituzioni anche a fini di proposta normativa; • 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 settoriali con gli enti locali competenti; • visite/sopralluoghi dei rappresentanti delle istituzioni nei siti interessati; • avviamento piattaforma centrale Eni funzionale alla gestione del processo di Permitting e Compliance Ambientale dei siti operativi.

RISCHIO OPERATIVO

INCIDENTI



PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

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

CYBER SECURITY



PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

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

INDAGINI E CONTENZIOSI HSE



PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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

AZIONI DI TRATTAMENTO

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

Governance

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

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

Eni è impegnata a realizzare un sistema di Corporate 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 nell'elenco dei poteri che il Consiglio di Amministrazione ha deciso di riservare alla propria esclusiva competenza, da ultimo aggiornati il 26 gennaio 2023 con l'obiettivo di consolidare ulteriormente i propri compiti in linea con il Codice di Corporate Governance, con le migliori prassi nazionali ed internazionali e con il processo di trasformazione della Società e del Gruppo conseguente al percorso di transizione intrapreso.

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

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

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

LA CORPORATE GOVERNANCE DI ENI

Modello di governance Eni

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

Nomina e composizione degli organi sociali

Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale di Eni, così come i rispettivi Presidenti, sono nominati dall'Assemblea degli Azionisti. Per consentire la presenza di consiglieri e sindaci designati dagli azionisti di minoranza, la nomina degli Amministratori avviene attraverso il meccanismo del voto di lista.

Il Consiglio di Amministrazione e il Collegio Sindacale in carica², nominati nel maggio 2020 fino all'assemblea di approvazione del bilancio 2022, sono composti rispettivamente da 9 e 5 componenti. Tre Consiglieri e due Sindaci effettivi, fra cui il Presidente del Collegio, sono stati nominati da azionisti diversi da quello di controllo, così garantendo alle minoranze (ossia agli azionisti diversi da quello di controllo) un numero di rappresentanti superiore rispetto a quello previsto dalla legge. Per la composizione del Consiglio, l'Assemblea degli Azionisti ha potuto tener conto degli orientamenti espressi al mercato dal precedente organo in termini di diversity, professionalità, esperienze e competenze, anche avuto riguardo alle strategie della Società, alla sua trasformazione e al percorso di transizione energetica. Ne è risultato, quindi, un Consiglio bilanciato e diversificato, come confermato anche dagli esiti delle autovalutazioni condotte annualmente dal Consiglio, da cui è emerso un giudizio positivo sulle professionalità in seno al Consiglio in termini di conoscenze, esperienze e competenze³ e sul contributo individuale dei Consiglieri al Consiglio di Amministrazione in materia di sostenibilità, ESG e transizione energetica, temi che hanno caratterizzato il lavoro del Consiglio per l'intero mandato. È stato riconosciuto unanimemente l'impegno e il commitment dell'intero Consiglio sui temi della transizione energetica, del cambiamento climatico, della sostenibilità ed ESG, sia nel proprio ruolo di indirizzo strategico che nella propria attività di monitoraggio in relazione al percorso di transizione intrapreso. Altrettanto significativo il supporto fornito dai Comitati endo-consiliari, in particolare dal Comitato Sostenibilità e Scenari in ragione delle sue specifiche funzioni, in termini di qualità e profondità della discussione sia sui temi ESG e della sostenibilità che su quelli relativi alla transizione energetica e dei cambiamenti climatici.

Anche il Collegio Sindacale aveva nel 2020 espresso agli azionisti il proprio orientamento fornendo indicazioni sulla composizione dell'organo in relazione ai compiti che è chiamato a svolgere. La composizione del Consiglio e del Collegio Sindacale è diversificata anche in relazione al genere, conformemente alle previsioni di legge in materia e dello Statuto, che è stato modificato nel mese di febbraio 2020 perché fosse prontamente adeguato in vista del rinnovo degli organi sociali. In particolare, per 6 mandati consecutivi, gli organi di amministrazione e di controllo devono essere composti da almeno 2/5 del genere meno rappresentato. Inoltre, sulla base delle ultime valutazioni effettuate il 22 febbraio 2023, il numero di Amministratori indipendenti presenti in Consiglio (7⁴ dei 9 Amministratori in carica, di cui 8 non esecutivi e tra i quali figura la Presidente) si conferma superiore alle previsioni statutarie e del Codice di Corporate Governance. In vista del prossimo rinnovo, previsto nel 2023 in occasione dell'approvazione del bilancio chiuso al 31 dicembre 2022 e, come raccomandato dal Codice di Corporate Governance, il Consiglio di Amministrazione,

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

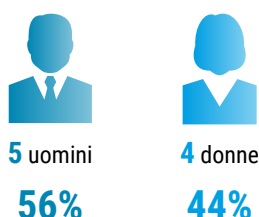
(3) In particolare, l'Amministratore Delegato e il Consigliere Vermeir possono vantare una solida esperienza e competenza nel settore di attività della Società, la Consigliera Litvack, attuale e precedente Presidente del Comitato Sostenibilità e Scenari, sulle tematiche ESG.

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

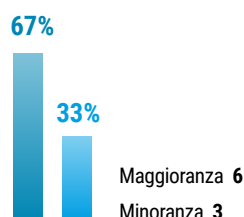
coadiuvato dal Comitato per le Nomine e tenuto conto degli esiti dell'autovalutazione, con il supporto dello stesso consulente esterno e indipendente che ha assistito il Consiglio nell'autovalutazione, anche al fine di tener conto del punto di vista di stakeholder esterni, filtrato dall'esperienza del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

COMPOSIZIONE DEL CDA

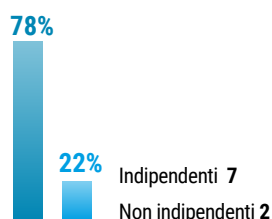
Diversità di genere



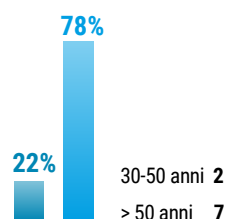
Lista di provenienza



Indipendenza^(a)



Fasce di età^(b)



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

(b) Dati al 31 dicembre 2022.

La struttura del Consiglio

Il Consiglio di Amministrazione ha nominato il 14 maggio 2020 un Amministratore Delegato e ha costituito al proprio interno quattro comitati, con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi⁵, il Comitato Remunerazione⁶, il Comitato per le Nomine e il Comitato Sostenibilità e Scenari, i quali riferiscono, tramite i rispettivi Presidenti, in ciascuna riunione del Consiglio sui temi più rilevanti trattati. Il Consiglio ha, inoltre, confermato l'attribuzione alla Presidente di un ruolo rilevante nei controlli interni, in particolare con riferimento alla funzione Internal Audit, del cui Responsabile propone al Consiglio di Amministrazione, d'intesa con l'Amministratore Delegato, nomina, revoca, remunerazione e risorse – fermo il supporto al Consiglio del Comitato Controllo e Rischi e del Comitato per le Nomine, per quanto di competenza, e sentito il Collegio Sindacale – gestendone direttamente il rapporto per conto del Consiglio (fatta salva la dipendenza funzionale dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato, incaricato del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi); la Presidente è inoltre coinvolta nei processi di nomina degli altri principali soggetti di Eni incaricati dei controlli interni e gestione dei rischi, quali il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari, i componenti dell'Organismo di Vigilanza, il Responsabile Risk Management Integrato e il Responsabile Compliance Integrata. Il Consiglio, infine, su proposta della Presidente, nomina il Segretario del Consiglio, con compiti di assistenza e consulenza nei confronti della Presidente, dei singoli consiglieri e del Consiglio⁷. In ragione di questo ruolo, il Segretario – che dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio stesso e, per esso, dalla Presidente – deve essere in possesso di requisiti di professionalità, come previsto dal Codice di Corporate Governance, e la Presidente vigila sulla sua indipendenza.

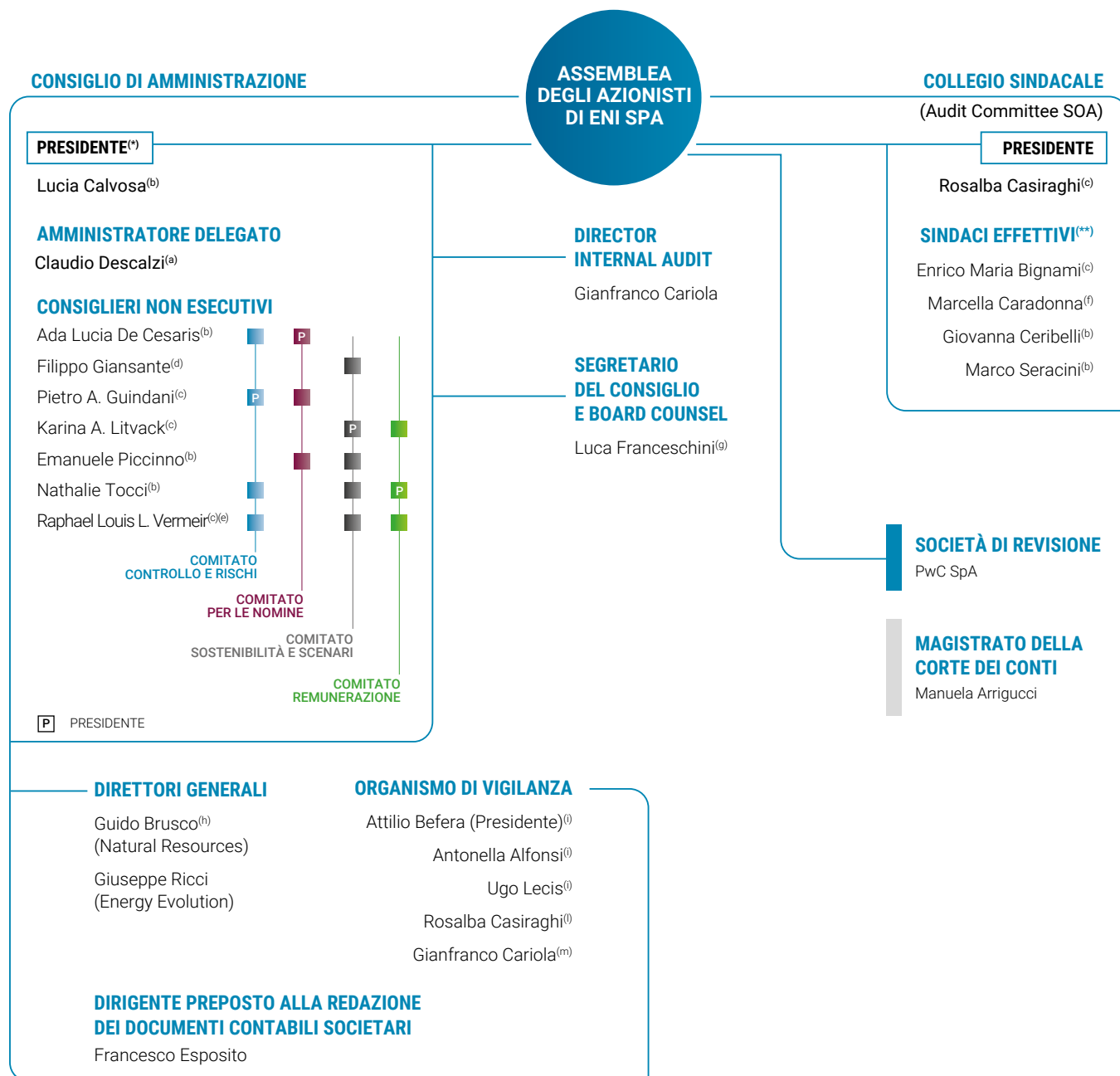
(5) Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la Raccomandazione del Codice di Autodisciplina 2018, in vigore al momento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

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

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

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

STRUTTURA DI CORPORATE GOVERNANCE DELLA SOCIETÀ RIFERITA AL 31 DICEMBRE 2022



(a) Eletto dalla lista di maggioranza.

(b) Eletto dalla lista di maggioranza, indipendente ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.

(c) Eletto dalla lista di minoranza, indipendente ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.

(d) Eletto dalla lista di maggioranza, non esecutivo.

(e) Dal 29 aprile 2021 è lead independent director.

(f) Eletta il 12 maggio 2021 su proposta del Ministero dell'Economia e delle Finanze, indipendente ai sensi di legge e del Codice di Corporate Governance.

(g) Anche Director Compliance Integrata.

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

(i) Componente esterno.

(l) Presidente del Collegio Sindacale.

(m) Director Internal Audit.

(*) Non esecutiva.

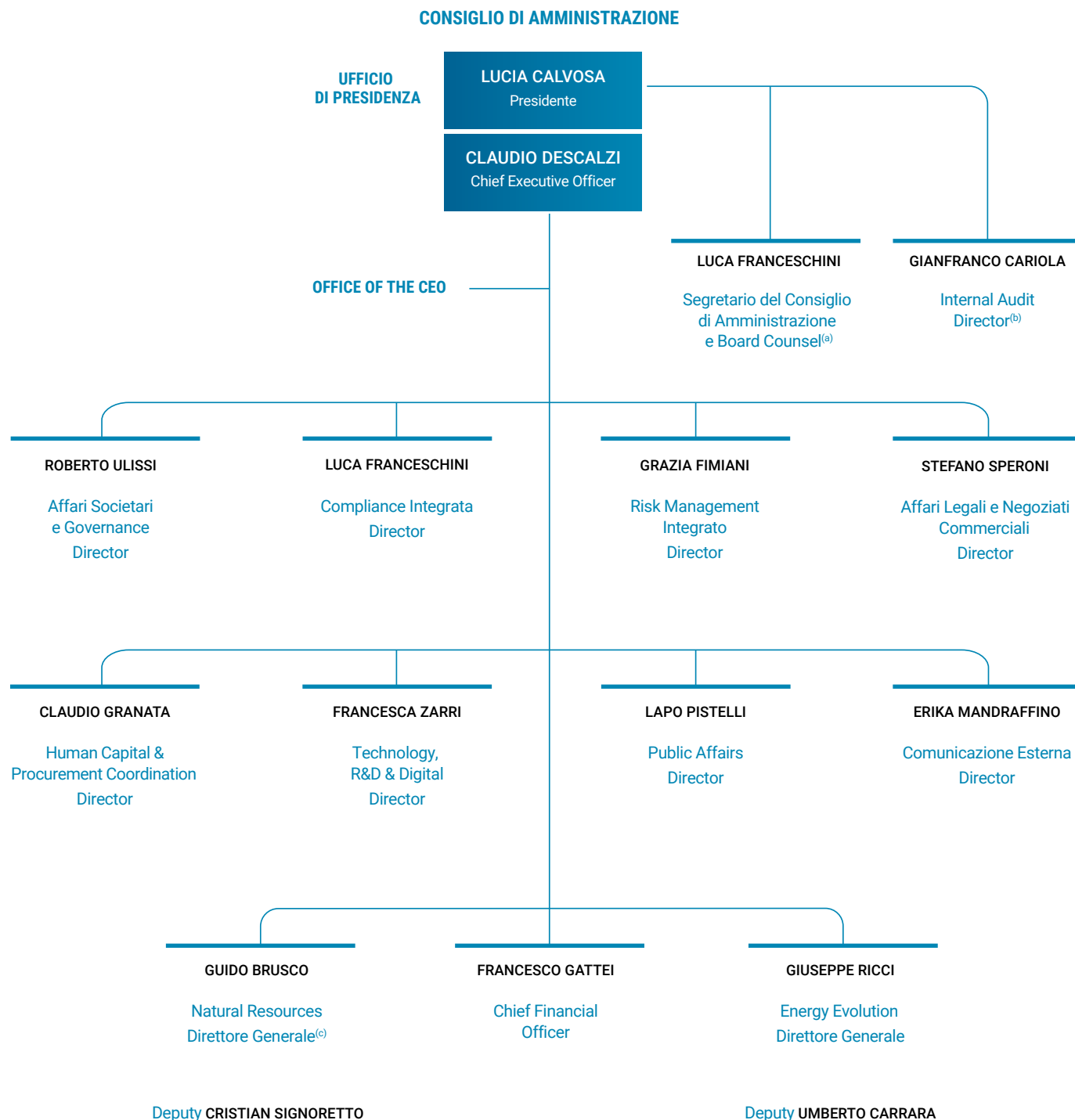
(**) Sindaci supplenti:

- Roberto Maglio, eletto il 12 maggio 2021 su proposta del Ministero dell'Economia e delle Finanze;

- Claudia Mezzabotta, eletta dalla lista di minoranza.

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

MACROSTRUTTURA ORGANIZZATIVA DI ENI SPA RIFERITA AL 31 DICEMBRE 2022



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

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

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

I processi decisionali

Il Consiglio ha affidato la gestione della Società all'Amministratore Delegato, riservandosi in via esclusiva le attribuzioni strategiche, operative e organizzative più rilevanti, in particolare in materia di governance, sostenibilità⁸, controllo interno e gestione dei rischi.

Assetti organizzativi

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

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

Flussi informativi

Affinché il Consiglio possa svolgere in modo efficace il proprio compito è necessario che gli Amministratori siano in grado di valutare le scelte che sono chiamati a compiere, disponendo di adeguate competenze e informazioni. L'attuale composizione del Consiglio, diversificata in termini di competenze ed esperienze, anche internazionali, consente un esame approfondito delle diverse tematiche da più punti di vista. I consiglieri sono inoltre informati tempestivamente e compiutamente sui temi all'ordine del giorno del Consiglio. A tal fine, le riunioni del Consiglio sono oggetto di specifiche procedure che stabiliscono i tempi minimi per la messa a disposizione della documentazione e la Presidente assicura che ciascun Amministratore possa contribuire proficuamente alla discussione collegiale. La stessa documentazione è messa a disposizione dei Sindaci. Questi ultimi, inoltre, oltre a riunirsi per l'espletamento dei compiti attribuiti dalla normativa italiana al Collegio Sindacale, anche quale "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile", e dalla normativa statunitense, quale "Audit Committee", partecipano anche alle riunioni del Consiglio di Amministrazione e, anche tramite singoli componenti, alle riunioni del Comitato Controllo e Rischi, assicurando con quest'ultimo uno scambio tempestivo di informazioni rilevanti per l'espletamento dei rispettivi compiti. La Presidente, d'intesa con l'Amministratore Delegato con l'ausilio del Segretario dell'organo stesso, 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")⁹, di cui costituiscono elementi essenziali il confronto con le best practice nazionali e internazionali e una riflessione sulle dinamiche consiliari, anche al fine di proporre agli azionisti orientamenti sui profili per la composizione ottimale del futuro Consiglio. A seguito della Board Review, il Consiglio, se necessario, condivide un action plan per migliorare il funzionamento dell'organo e dei suoi comitati.

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

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

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

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

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

La governance della sostenibilità

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

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

done il successo sostenibile e monitorandone l'attuazione. In particolare, un tema centrale su cui il Consiglio di Amministrazione riveste un ruolo chiave è il processo di transizione energetica verso un futuro low carbon¹⁰.

Al riguardo si segnala che il processo di autovalutazione relativo al 2022, svolto con il supporto di un consulente esterno indipendente e completato a febbraio 2023¹¹ ha fornito giudizi estremamente positivi in merito al mix di conoscenze, esperienze e competenze acquisite e all'impegno e tempo profuso sui temi ESG, della Sostenibilità e della transizione energetica e sull'adeguato recepimento dei principi ESG nelle policy della Società, nonché sull'efficace ruolo di supporto del CdA nel percorso di diversificazione, transizione e sicurezza energetica, temi che hanno caratterizzato il lavoro del Consiglio per l'intero mandato.

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

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

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

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

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

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

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

In particolare:

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

I PRINCIPALI TEMI DI SOSTENIBILITÀ AFFRONTATI DAL CONSIGLIO NEL 2022

Strategia finanziaria di sostenibilità e reportistica di sostenibilità 2022	Rendicontazione di sostenibilità 2021: "Eni for"	Piano quadriennale e di lungo termine (che include obiettivi sui temi non finanziari)
Aggiornamento dichiarazione ai sensi dello UK "Modern Slavery Act" e dell'Australian "Modern Slavery Act"	Relazione Finanziaria 2021, 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 2021	

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

Grazie al crescente impegno nella trasparenza ed al modello di business costruito da Eni negli ultimi anni per creare valore sostenibile nel lungo termine, il titolo Eni ha conseguito le prime posizioni nei più diffusi rating ESG e confermato la propria presenza nei principali indici ESG¹².

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

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

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

Il Comitato Sostenibilità e Scenari

Nello svolgimento dei propri compiti in materia di sostenibilità, il Consiglio è supportato dal Comitato Sostenibilità e Scenari, istituito per la prima volta nel 2014 dal Consiglio stesso, con funzioni propositive e consultive in materia di scenari e sostenibilità. Il Comitato rappresenta un importante presidio delle tematiche di sostenibilità integrate nel modello di business della Società¹³.

La Politica di Remunerazione

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

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

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

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

La Politica sulla Remunerazione descritta nella prima sezione della "Relazione sulla politica in materia di remunerazione e sui compensi corrisposti", disponibile sul sito internet della Società, è predisposta tenendo conto degli orientamenti degli azionisti e investitori istituzionali, attraverso l'implementazione di piani di engagement annuali, ed è sottoposta al voto vincolante degli azionisti in Assemblea, con la cadenza richiesta dalla sua durata, e comunque almeno ogni tre anni o in occasione di modifiche alla stessa¹⁴. I risultati del voto assembleare sono riportati all'interno del Sommario della citata Relazione.

Il Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi¹⁵

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

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

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

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

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

Inoltre, la Società ha adottato uno strumento normativo per la disciplina integrata del Sistema di Controllo Interno e di Gestione dei Rischi, le cui linee di indirizzo sono state approvate dal Consiglio di Amministrazione. Inoltre, aderendo al nuovo Codice di Corporate Governance, il Consiglio di Amministrazione Eni, ha stabilito diverse azioni di adeguamento e modalità applicative e migliorative relative alle raccomandazioni in materia di SCIGR, già riconosciuto in linea con le migliori pratiche di governo societario¹⁶.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

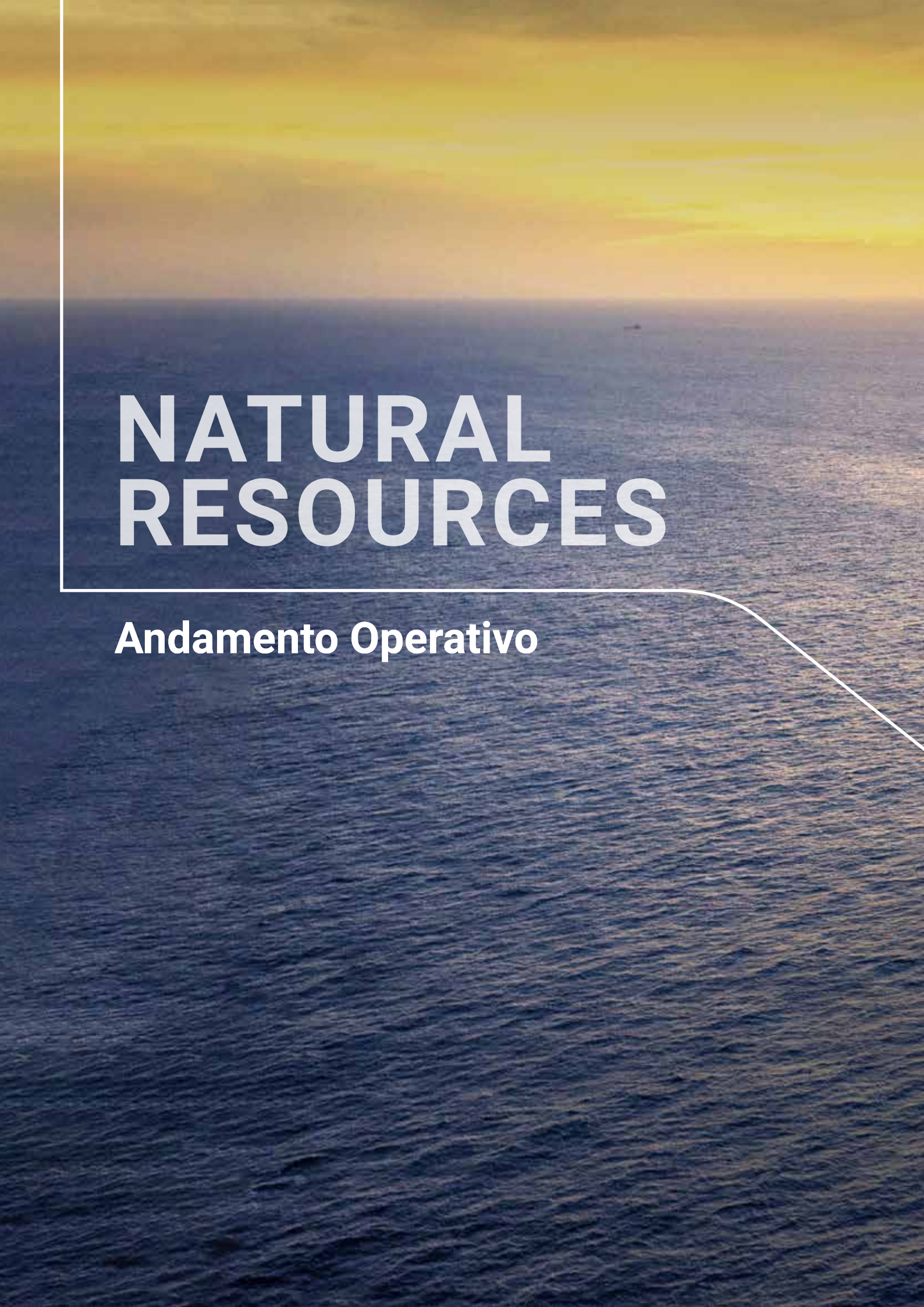
Parte integrante del sistema di controllo interno di Eni è il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria, che ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità dell'informativa finanziaria stessa e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre tale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

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

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

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

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

The background of the slide is a photograph of a sunset over a vast ocean. The sky is a gradient of warm colors, from yellow near the horizon to a soft orange and then a pale blue at the top. The ocean is a deep blue with visible ripples and small waves. A thin white line starts vertically on the left side, extends horizontally across the middle, and then curves diagonally down towards the bottom right corner.

NATURAL RESOURCES

Andamento Operativo



Exploration & Production
Global Gas & LNG Portfolio

Exploration & Production

~750 mln boe

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

Sviluppo del modello satellitare

completata IPO Vår Energi
e avvio della jv Azule Energy

Avviato export di biofeedstock dall'agri-hub in Kenia

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

Progetto Ravenna CCS

FID fase 1 raggiunta dalla jv Eni e Shm



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

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

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

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

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

PERFORMANCE DELL'ANNO

- L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è stato pari allo 0,35, in aumento rispetto al 2021 a seguito dell'incremento degli infortuni occorsi sia al personale dipendente che contrattista.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1) da asset operati in riduzione del 3% rispetto al 2021, principalmente per la riduzione registrata dalla produzione annuale e per il miglioramento delle emissioni da flaring.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata pari a 20,6 tonnellate di CO₂eq./migliaia di boe, sono in lieve aumento rispetto al 2021 per una riduzione della produzione.
- Intensità emissiva di metano sostanzialmente in linea rispetto al 2021. Confermato l'impegno a mantenere l'intensità emissiva upstream al di sotto dello 0,2%.
- Net carbon footprint upstream (emissioni nette di GHG Scope 1 + Scope 2 contabilizzate su base equity al netto dei carbon sink) in miglioramento rispetto al 2021.

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

INIZIATIVE DI DECARBONIZZAZIONE

- I progetti per la cattura di CO₂ e lo stoccaggio in giacimenti operati offshore in via di esaurimento, ovvero il riutilizzo in altri cicli produttivi, rappresentano un elemento fondamentale nell'ambito della strategia di transizione energetica di Eni. In particolare:
 - firmato un accordo con Snam per lo sviluppo e la gestione congiunta del progetto Ravenna Carbon Capture and Storage (CCS), che ha l'obiettivo di raccogliere dati a supporto della prevista costruzione del grande hub CCS, e che farà leva sui campi offshore esauriti di Eni presenti nell'area. La Fase 1 del progetto è in corso e prevede dal 2024 la cattura di 25 mila tonnellate/anno di CO₂ emessa dall'impianto di trattamento del gas naturale Eni di Casalborgore (Ravenna) e il successivo trasporto e iniezione in un vicino giacimento di gas esaurito. Nel 2027 la Fase 2 sarà avviata su scala industriale con un'iniezione di stoccaggio fino a 4 milioni di tonnellate/anno;
 - presentata alle Autorità del Regno Unito la candidatura per una licenza di stoccaggio di anidride carbonica nel giacimento a gas depletato di Hewett, che interessa un'area situata nel Mare del Nord meridionale britannico e in cui si prevede di sviluppare un progetto CCS che contribuirà alla decarbonizzazione dell'area di Bacton e Thames Estuary. Inoltre, è stata annunciata la costituzione dell'iniziativa Bacton Thames Net Zero con l'obiettivo di decarbonizzare i settori energivori ed hard-to-abate nell'area.
- Proseguono le iniziative Eni nell'ambito di Natural Climate Solutions, tra cui i progetti mirati alla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo e inquadrati nello schema REDD+ delle Nazioni Unite; nonché sull'applicazione di soluzioni tecnologiche in vari ambiti, con l'obiettivo di massimizzare progressivamente la componente di carbon removal:
 - finalizzati accordi per lo sviluppo di progetti futuri in Costa d'Avorio, Kenya e Mozambico per i quali sono in corso studi di fattibilità. Inoltre, è stato firmato un accordo con il Rwanda Development Board e la start-up tech no-profit Rainforest Connection in Ruanda, al fine di testare l'applicazione di tecnologie di intelligenza artificiale nell'ambito della protezione e conservazione delle foreste;
 - avviati progetti per promuovere l'adozione di fornelli migliorati (Improved Cookstoves, ICS) per la cottura dei cibi in contesti di povertà energetica. In particolare, in Costa d'Avorio è in corso un programma di distribuzione di fornelli migliorati con l'obiettivo di raggiungere oltre 300.000 persone.
- Firmati accordi di collaborazione con le Autorità del Mozambico, Italia, Benin e Kazakhshtan, che si aggiungono a quelli già finalizzati con i governi di Kenya, Congo, Angola, Ruanda e Costa d'Avorio con l'obiettivo di decarbonizzare il mix energetico locale attraverso la catena del valore dei biocarburanti promuovendo iniziative agricole di coltivazione di piante oleaginose da utilizzare come feedstock per le bioraffinerie Eni, valorizzando aree marginali non destinabili alla catena alimentare:
 - avviato l'export di olio vegetale dal Kenya per la bioraffineria Eni di Gela. Il programma di sviluppo nel Paese prevede di raggiungere 20.000 tonnellate nel 2023. Altre iniziative in corso riguardano i progetti in Congo e Mozambico, con start-up nel 2023, nonché in Angola e Costa d'Avorio;

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

ESPLORAZIONE

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

SVILUPPO

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

- Conseguito lo start-up produttivo:
 - in Algeria attraverso lo sviluppo fast-track di due campi a gas nell'ambito del nuovo contratto del Berkine Sud, a soli sei mesi dal closing e del progetto HDLE/HDLS nella concessione Zemlet el Arbi nel bacino del Berkine Nord, a soli sei mesi dalla scoperta;
 - in Mozambico con l'avvio del giacimento Coral, nelle acque ultra-profonde del bacino di Rovuma. Il progetto rappresenta un traguardo significativo nel business globale del GNL, conseguito facendo leva sulle nostre capacità di realizzazione rispettando tempi e costi nonostante gli effetti della pandemia, e colloca il Mozambico come nuovo rilevante hub nel GNL;
 - in Messico, con l'avvio della FPSO Miamte presso il campo di Miztón e della piattaforma di Amoca WHP-1, nell'ambito dello sviluppo full field della licenza Area 1.
- Nell'ambito del progetto Congo LNG per sviluppare le riserve di gas Eni nel blocco Marine XII e assicurare forniture di gas all'Europa, è stato firmato un contratto chiavi in mano per la costruzione, l'installazione e le attività di commissioning di una unità galleggiante FLNG con una capacità di 2,4 mln di tonnellate/anno, che insieme alla nave Tango FLNG acquistata in precedenza, accelererà il piano di sviluppo Eni nell'area. La produzione di GNL è prevista raggiungere la capacità a plateau di 3 mln di tonnellate/anno nel 2025.
- Finalizzata l'acquisizione della quota del 3% nel progetto giant North Field Est LNG in Qatar. L'avvio produttivo è previsto entro la fine del 2025 e il programma di sviluppo impiegherà tecnologie e processi all'avanguardia per minimizzare l'impronta carbonica complessiva.
- Siglato un accordo con la National Oil Corporation of Libya (NOC) per lo sviluppo delle grandi riserve di gas di A&E Structures, nell'offshore di Tripoli. L'avvio produttivo è atteso nel 2026, con volumi destinati sia al mercato interno che all'Europa attraverso l'attuale pipeline offshore Greenstream e facendo leva sulle sinergie con il Mellitah Complex. Il progetto comprende la costruzione di un hub onshore di cattura e stoccaggio di CO₂ (CCS).
- Ceduta a QatarEnergy una partecipazione del 30% nei Blocchi esplorativi 4 e 9, nell'offshore del Libano, operati da TotalEnergies. Eni manterrà una partecipazione del 35% nel progetto.
- Gli investimenti di sviluppo sono pari a €5,2 miliardi, realizzati in particolare in Egitto, Costa d'Avorio, Congo, Emirati Arabi Uniti, Messico, Iraq, Italia ed Algeria.
- Nel 2022 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di €50 milioni (€65 milioni nel 2021).

Riserve

Generalità

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

Governance delle Riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; e (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in 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 Valorization e l'unità Operations di sede che verificano rispettivamente i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative ed i costi operativi; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; e (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi degli Head Quarter Reserves Evaluators (HRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi. Il responsabile del Dipartimento Riserve ha conseguito un Master in Petroleum Engineering all'Imperial College di Londra ed una Laurea in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio presso l'Università La Sapienza di Roma. Ha un'esperienza di 20 anni nel settore petrolifero e nella valutazione delle riserve. Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare, la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

Dal 2022, per Angola e Norvegia, Eni non esercita più un controllo centralizzato, pertanto le società affiliate Azule e Vår Energi forniscono le loro riserve attraverso report di certificatori indipendenti.

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 produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2022³ da Ryder Scott Company e Sproule hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

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

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

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

In particolare, nel 2022 sono state oggetto di valutazione indipendente riserve certe per circa il 27%⁴ delle riserve Eni al 31 dicembre 2022⁵. Nel triennio 2020-2022 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 90% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2022 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Nené e Litchendji in Congo.

Evoluzione

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

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

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

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

I tassi di rimpiazzo organico⁶ ed all sources delle riserve certe sono rispettivamente 47% e 98%. La vita utile residua delle riserve è pari a 11,3 anni (10,8 anni nel 2021).

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

(4) La percentuale sale al 40% considerando le riserve di Angola e Norvegia certificate nel 2022 da Gaffney Cline e DeGolyer and MacNaughton per conto delle società Azule e Vår Energi.

(5) Inclusive le riserve delle società in joint venture e collegate.

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

RISERVE CERTE DI PETROLIO E GAS NATURALE

	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	2022			2021			2020		
Italia	188	24.605	352	197	25.994	369	178	9.862	243
Sviluppate	139	19.681	271	146	20.635	283	146	7.934	199
Non sviluppate	49	4.924	81	51	5.359	86	32	1.928	44
Resto d'Europa	36	6.329	78	34	7.005	81	34	5.882	73
Sviluppate	32	6.047	73	34	6.849	80	31	5.489	68
Non sviluppate	4	282	5		156	1	3	393	5
Africa Settentrionale	364	65.801	806	393	64.357	820	383	62.336	798
Sviluppate	201	18.963	329	225	22.119	373	243	28.707	434
Non sviluppate	163	46.838	477	168	42.238	447	140	33.629	364
Egitto	167	109.895	904	210	117.547	992	227	132.859	1.110
Sviluppate	135	77.358	655	164	103.519	852	172	127.730	1.022
Non sviluppate	32	32.537	249	46	14.028	140	55	5.129	88
Africa Sub-Sahariana	367	66.294	813	589	83.628	1.145	624	109.397	1.352
Sviluppate	212	36.992	460	435	49.801	766	469	49.581	799
Non sviluppate	155	29.302	353	154	33.827	379	155	59.816	553
Kazakhstan	644	44.180	941	710	48.296	1.032	805	56.725	1.182
Sviluppate	585	44.180	881	641	48.287	963	716	56.725	1.093
Non sviluppate	59		60	69	9	69	89		89
Resto dell'Asia	433	36.268	675	476	43.101	762	579	44.992	879
Sviluppate	231	22.550	383	262	27.501	445	297	19.094	424
Non sviluppate	202	13.718	292	214	15.600	317	282	25.898	455
America	234	7.457	285	237	7.753	288	224	4.961	256
Sviluppate	171	5.502	207	164	5.936	203	143	3.075	162
Non sviluppate	63	1.955	78	73	1.817	85	81	1.886	94
Australia e Oceania	1	11.530	79	1	12.103	82	1	13.420	91
Sviluppate	1	6.321	43	1	7.525	51	1	8.927	60
Non sviluppate		5.209	36		4.578	31		4.493	31
Totale società consolidate	2.434	372.359	4.933	2.847	409.784	5.571	3.055	440.434	5.984
Sviluppate	1.707	237.594	3.302	2.072	292.172	4.016	2.218	307.262	4.261
Non sviluppate	727	134.765	1.631	775	117.612	1.555	837	133.172	1.723
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa	350	18.314	473	378	18.533	502	400	14.448	496
Sviluppate	173	12.557	257	175	12.959	261	176	11.756	254
Non sviluppate	177	5.757	216	203	5.574	241	224	2.692	242
Africa Settentrionale	8	246	9	9	271	10	12	379	14
Sviluppate	8	246	9	9	271	10	12	379	14
Non sviluppate									
Africa Sub-Sahariana	235	44.203	531	21	36.374	263	18	10.331	87
Sviluppate	135	30.298	338	9	4.678	39	15	4.830	47
Non sviluppate	100	13.905	193	12	31.696	224	3	5.501	40
Resto dell'Asia	100	42.179	383						
Sviluppate									
Non sviluppate	100	42.179	383						
America	27	38.395	285	6	41.348	282	30	44.149	324
Sviluppate	27	38.395	285	6	41.348	282	30	44.149	324
Non sviluppate									
Totale società in joint venture e collegate	720	143.337	1.681	414	96.526	1.057	460	69.307	921
Sviluppate	343	81.496	889	199	59.256	592	233	61.114	639
Non sviluppate	377	61.841	792	215	37.270	465	227	8.193	282
Totale riserve certe	3.154	515.696	6.614	3.261	506.310	6.628	3.515	509.741	6.905
Sviluppate	2.050	319.090	4.191	2.271	351.428	4.608	2.451	368.376	4.900
Non sviluppate	1.104	196.606	2.423	990	154.882	2.020	1.064	141.365	2.005

Riserve certe non sviluppate

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

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

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

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

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali, altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. I volumi di riserve certe non sviluppate rimasti tali per 5 o più anni sono pari a 0,6 miliardi di boe, in aumento rispetto al 2021. Tali riserve sono concentrate principalmente: (i) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,4 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli 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; e (iii) alcuni giacimenti in Italia ed in Iraq (0,1 miliardi di boe) dove lo sviluppo è tuttora in corso.

Impegni contrattuali di fornitura

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

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

Produzione

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

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

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

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

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	2022			2021			2020		
Italia	13	2,5	30	13	2,6	30	17	3,3	39
Resto d'Europa	7	1,3	16	7	1,2	15	8	1,6	19
Regno Unito	7	1,3	16	7	1,2	15	8	1,6	19
Africa Settentrionale	45	7,7	96	45	7,5	95	41	7,9	93
Algeria	23	1,8	35	20	1,7	31	19	1,6	30
Libia	21	5,8	60	24	5,6	62	21	6,2	61
Tunisia	1	0,1	1	1	0,2	2	1	0,1	2
Egitto	28	14,6	126	30	15,2	131	24	12,5	106
Africa Sub-Sahariana	51	5,0	84	73	5,0	106	80	7,1	127
Angola	19	0,3	21	33	0,5	37	33	0,6	37
Congo	15	2,0	28	16	1,4	25	18	1,4	27
Ghana	6	0,9	12	8	0,9	13	9	0,9	15
Nigeria	11	1,8	23	16	2,2	31	20	4,2	48
Kazakhstan	32	2,1	46	37	2,4	53	40	2,9	60
Resto dell'Asia	28	5,2	64	29	5,3	65	32	4,8	64
Cina									
Emirati Arabi Uniti	20	0,2	22	17	0,2	18	17	0,1	18
Indonesia		3,3	23		3,3	23		2,6	17
Iraq	6	0,8	11	9	0,7	14	11	0,8	17
Pakistan		0,6	4		0,6	4		0,8	5
Timor Leste		0,2	2	1	0,4	3	1	0,5	4
Turkmenistan	2	0,1	2	2	0,1	3	3		3
America	22	0,8	27	19	0,8	25	21	1,0	28
Messico	5	0,2	6	4	0,2	6	4	0,1	5
Stati Uniti	17	0,6	21	15	0,6	19	17	0,9	23
Australia e Oceania		0,5	4		0,9	6		0,9	6
Australia		0,5	4		0,9	6		0,9	6
	226	39,7	493	253	40,9	526	263	42,0	542
Società in joint venture e collegate									
Angola	13	0,9	19	1	0,9	7	1	1,0	8
Mozambico		0,3	3						
Norvegia	33	3,1	53	41	3,4	63	42	3,8	68
Tunisia	1		1	1		1	1		1
Venezuela	1	2,7	19	1	2,5	17	1	2,2	15
	48	7,0	95	44	6,8	88	45	7,0	92
Totale	274	46,7	588	297	47,7	614	308	49,0	634

(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 (45, 42 e 45 milioni di boe, rispettivamente nel 2022, 2021 e 2020).

(c) Con effetto 1° gennaio 2022, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1mc = 0,00671 barili di petrolio (in precedenza 1mc = 0,00665 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2022 è stato di circa 3 milioni di boe. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

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

	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)
Società consolidate	2022			2021			2020		
Italia	36	6,9	82	36	7,1	83	47	9,0	107
Resto d'Europa	20	3,5	44	19	3,4	41	23	4,5	52
Regno Unito	20	3,5	44	19	3,4	41	23	4,5	52
Africa Settentrionale	122	21,2	264	124	20,4	259	112	21,4	255
Algeria	62	4,8	95	54	4,7	85	53	4,3	81
Libia	58	16,1	165	67	15,3	168	56	16,8	168
Tunisia	2	0,3	4	3	0,4	6	3	0,3	6
Egitto	77	40,0	346	82	41,8	360	64	34,1	291
Africa Sub-Sahariana	139	13,6	230	198	13,9	291	218	19,2	345
Angola	52	0,8	57	91	1,6	101	89	1,6	100
Congo	40	5,6	78	44	3,8	70	49	3,7	73
Ghana	16	2,4	32	20	2,4	36	24	2,5	41
Nigeria	31	4,8	63	43	6,1	84	56	11,4	131
Kazakhstan	88	5,6	126	102	6,6	146	110	8,0	163
Resto dell'Asia	78	14,4	174	80	14,6	177	88	13,2	176
Cina	1		1	1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	56	0,6	60	47	0,4	51	46	0,3	48
Indonesia	1	9,2	62	1	9,1	61	1	7,0	48
Iraq	15	2,3	31	24	2,0	37	31	2,2	45
Pakistan		1,6	11		1,7	11		2,2	15
Timor Leste	1	0,5	4	1	1,2	9	2	1,3	10
Turkmenistan	4	0,2	5	6	0,2	7	7	0,2	9
America	59	2,3	74	53	2,0	67	57	2,7	75
Messico	14	0,5	17	11	0,4	14	12	0,3	14
Stati Uniti	45	1,8	57	42	1,6	53	45	2,4	61
Australia e Oceania		1,5	10		2,4	16		2,6	17
Australia		1,5	10		2,4	16		2,6	17
	619	109,0	1.350	694	112,2	1.440	719	114,7	1.481
Società in joint venture e collegate									
Angola	36	2,4	53	3	2,4	19	4	2,8	23
Mozambico		0,9	6						
Norvegia	89	8,4	145	111	9,1	172	116	10,3	185
Tunisia	3	0,1	3	3	0,1	3	2	0,1	2
Venezuela	4	7,3	53	2	6,8	48	2	6,0	42
	132	19,1	260	119	18,4	242	124	19,2	252
Totale	751	128,1	1.610	813	130,6	1.682	843	133,9	1.733

(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 (124, 116 e 124 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2022, 2021 e 2020).

(c) Con effetto 1° gennaio 2022, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00671 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00665 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2022 è di 8 mila boe/giorno.

Pozzi produttivi

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

POZZI PRODUTTIVI^(a)

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

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

Attività di drilling

Esplorazione

Nel 2022 sono stati ultimati 40 nuovi pozzi esplorativi (18,9 in quota Eni), a fronte dei 31 nuovi pozzi esplorativi (17,4 in quota Eni) del 2021 e dei 28 nuovi pozzi esplorativi (13,8 in quota Eni) del 2020. Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 45% (44% in quota Eni), a fronte del 54% (49% in quota Eni) del 2021 e del 28% (30% in quota Eni) del 2020.

PERFORAZIONE ESPLORATIVA

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

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

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

Sviluppo

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

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

PERFORAZIONE DI SVILUPPO

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

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

Superfici

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

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

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

PRINCIPALI AREE SVILUPPATE E NON SVILUPPATE

	31 dicembre 2021	31 dicembre 2022						
	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
EUROPA	39.858	302	14.635	54.096	68.731	8.137	25.495	33.632
Italia	12.118	113	7.993	4.966	12.959	6.698	4.186	10.884
Resto d'Europa	27.740	189	6.642	49.130	55.772	1.439	21.309	22.748
Albania	587	1		587	587		587	587
Cipro	13.988	7		25.474	25.474		13.988	13.988
Groenlandia	1.909							
Montenegro	614							
Norvegia	7.272	147	5.723	21.789	27.512	815	5.871	6.686
Regno Unito	1.487	34	919	1.280	2.199	624	863	1.487
Altri Paesi	1.883							
AFRICA	128.186	293	51.139	232.739	283.878	14.207	103.189	117.396
Africa Settentrionale	27.775	81	16.820	104.546	121.366	7.773	35.307	43.080
Algeria	4.765	54	11.561	6.915	18.476	5.332	3.388	8.720
Libia	13.294	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	6.776	55	5.022	15.179	20.201	1.789	5.314	7.103
Africa Sub-Sahariana	93.635	157	29.297	113.014	142.311	4.645	62.568	67.213
Angola	10.810	82	10.863	30.544	41.407	907	5.609	6.516
Congo	1.306	19	971	1.320	2.291	586	713	1.299
Costa d'Avorio	3.385	6		4.523	4.523		4.000	4.000
Gabon	2.931	3		2.931	2.931		2.931	2.931
Ghana	495	3	226	930	1.156	100	395	495
Kenya	41.892	6		50.677	50.677		41.892	41.892
Mozambico	4.171	8	719	13.883	14.602	180	3.688	3.868
Nigeria	6.374	30	16.518	8.206	24.724	2.872	3.340	6.212
Sud Africa	22.271							
ASIA	155.482	55	10.926	256.816	267.742	3.238	142.347	145.585
Kazakhstan	1.947	7	2.391	3.853	6.244	442	1.505	1.947
Resto dell'Asia	153.535	48	8.535	252.963	261.498	2.796	140.842	143.638
Bahrain	2.858							
Cina	10	3	62		62	10		10
Emirati Arabi Uniti	18.771	12	3.017	29.603	32.620	251	18.411	18.662
Indonesia	14.184	13	3.770	14.465	18.235	1.787	10.319	12.106
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Libano	1.461	2		3.653	3.653		1.461	1.461
Myanmar	4.113							
Oman	58.955	3		102.016	102.016		58.955	58.955
Pakistan	1.072							
Qatar		1		1.206	1.206		38	38
Russia	17.975	2		53.930	53.930		17.975	17.975
Timor Leste	1.928	4	412	2.200	2.612	122	1.806	1.928
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	28.338	5		31.290	31.290		28.633	28.633
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	9.270	98	2.230	14.570	16.800	1.046	8.140	9.186
Messico	3.106	10	34	5.436	5.470	34	3.073	3.107
Stati Uniti	751	76	935	280	1.215	515	139	654
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	4.347	6		7.311	7.311		4.359	4.359
AUSTRALIA E OCEANIA	2.705	4	728	2.608	3.336	634	2.117	2.751
Australia	2.705	4	728	2.608	3.336	634	2.117	2.751
Totale	335.501	752	79.658	560.829	640.487	27.262	281.288	308.550

(a) Chilometri quadrati.

(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

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

Italia	(1926)	Operati	Mare Adriatico e Ionio	Barbara (100%), Annamaria (100%), Clara NW (51%), Hera Lacinia (100%) e Bonaccia (100%)
			Basilicata	Val d'Agri (61%)
			Sicilia	Gela (100%), Tresauco (75%), Giaurone (100%), Fiumetto (100%), Prezioso (100%) e Bronte (100%)
Resto d'Europa	Norvegia^(a)	(1965)	Operati	Goliat (41%), Marulk (12,62%), Balder & Ringhorne (56,77%) e Ringhorne East (44,14%)
		Non operati	Åsgard (15,41%), Mikkel (30,51%), Great Ekofisk Area (7,81%), Snorre (11,70%), Ormen Lange (4,00%), Statfjord Unit (13,47%), Statfjord Satellites East (9,17%), Statfjord Satellites North (15,77%), Statfjord Satellites Sygna (13,25%) e Grane (17,86%)	
	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^(b)	(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 (55%), Blocco 403 (50%), Blocco 405b (75%) e Berkine Sud (75%)
		Non operati	Blocco 404 (12,25%) e Blocco 208 (12,25%)	
	Libia^(b)	(1959)	Non 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%) e Oued Zar (50%)
		Non operati	MLD (50%) ed El Borma (50%)	
Egitto ^{(b)(c)}		(1954)	Operati	Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco - 75%), Sinai (Belayim Land, Belayim Marine e Abu Rudeis - 100%), Meleiha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Temsah (Tuna, Temsah e Denise - 50%), Southwest Meleiha (100%) e Baltim (50%)
		Non operati	Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%) e South Ghara (25%)	
Africa Sub-Sahariana	Angola^(d)	(1980)	Operati	Blocco 31 (13,33%), Blocco 18 (23%) e Blocco 15/06 (18,42%)
		Non operati	Blocco 17 (7,9%), Blocco 15 (21%), Blocco 0 (4,90%), Blocco 3 e 3/05-A (6%), Blocco 14 (10%) e Blocco 14K/A IMI (5%).	
	Congo	(1968)	Operati	Néné-Banga Marine e Litchendjili (Blocco Marine XII, 65%), Ikalou (85%), Djambala (50%), Foukanda (58%), Mwafi (58%), Kitina (52%), Awa Paloukou (90%) e M'Boundi (83%)
		Non operati	Yanga Sendji (29,75%) e Likouala (35%)	
	Ghana	(2009)	Operati	Offshore Cape Three Points (44,44%)
	Mozambico	(2006)	Operati	Area 4 (25%)
	Nigeria	(1962)	Operati	OML 60, 61, 62 e 63 (20%) e OML 125 (100%)
		Non operati ^(e)	OML 118 (12,5%)	
Kazakhstan ^(b)		(1992)	Operati ^(f)	Karachaganak (29,25%)
		Non operati	Kashagan (16,81%)	
Resto dell'Asia	Emirati Arabi Uniti	(2018)	Non operati	Lower Zakum (5%), Umm Shaif e Nasr (10%) e Area B - Sharjah (50%)
	Indonesia	(2001)	Operati	Jangkrik (55%) e Merakes (65%)
	Iraq	(2009)	Non operati ^(g)	Zubair (41,56%)
	Turkmenistan	(2008)	Operati	Burun (90%)
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%), Fronrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%)	
			Texas Alliance area (27,5%)	
	Venezuela	(1998)	Non operati	Perla (50%), Corocoro (26%) e Junin 5 (40%)

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

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

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

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

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

(f) Eni e Shell sono co-operatori.

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

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

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

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

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

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

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

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

Italia

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

In linea con la strategia di decarbonizzazione Eni, è stato avviato un programma per la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ (Carbon Capture and Storage - CCS) nei giacimenti esauriti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di 500 milioni di tonnellate/anno di stoccaggio. Il programma prevede una prima fase (Fase 1) per la realizzazione di un impianto per la cattura e

lo stoccaggio di 25 mila tonnellate di CO₂ per anno a partire dal 2024. Nel dicembre 2022 è stata sanzionata la Fase 1 di sviluppo del progetto. L'avvio della Fase 2, con 4 milioni di tonnellate/anno, è previsto nel 2027.

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

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

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

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

Resto d'Europa

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

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

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

Nel 2022 sono stati acquisiti: (i) il 30% e l'operatorship delle licenze in produzione di PL820S e PL 820SB, a nord del giacimento Balder nel Mare del Nord norvegese. L'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti Autorità; e (ii) il 40% e l'operatorship delle licenze in produzione di PL 917 e PL 917B, a ovest del giacimento Balder, attraverso uno swap azionario con Aker BP nelle licenze PL 956 e PL 985. L'operazione è stata approvata dalle competenti Autorità. Le operazioni rientrano nella strategia di crescita di lungo termine orientata agli hub nel Mare del Nord e saranno parte dell'ulteriore sviluppo dell'area di Balder.

Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto sanzionato di Johan Castberg (Eni 18,92%) con start-up previsto nel 2024; (ii) il progetto sanzionato di Balder X (Eni 56,77%, operatore) nella licenza PL 001, nel Mare del Nord. Il progetto include la perforazione di pozzi 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; e (iii) il progetto sanzionato di Breydablikk con start-up produttivo nel 2024. Le attività prevedono la perforazione di pozzi produttivi che saranno collegati alle facility di trattamento esistenti nell'area. Lo sviluppo del progetto farà leva sulle tecnologie ad elevata efficienza energetica ed operativa in grado di ridurre le emissioni dirette del progetto.

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

Proseguono le attività di sviluppo del progetto integrato HyNet North West, dove Eni è impegnata in un consorzio con industrie locali per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio della CO₂ emessa dalle stesse e da un futuro impianto di produzione di idrogeno. Eni svilupperà e gestirà il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ sia onshore che offshore nei propri giacimenti di gas esausti nell'area di Liverpool.

Il progetto ha superato la selezione del governo britannico ed è stato inserito tra i primi due prioritari del "Track 1 clusters" con avvio a partire dal 2025. Il progetto HyNet North West prevede una fase iniziale di stoccaggio pari a 4,5 milioni di tonnellate/anno che, dal 2030, sarà incrementata fino a raggiungere 10 milioni di tonnellate/anno. Il progetto HyNet North West contribuirà al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione definiti dal Governo del Regno Unito al 2032. In particolare, il progetto rappresenterà oltre l'80% dell'obiettivo di cattura e stoccaggio di CO₂ entro il 2030; nonché con una produzione di 4 GW contribuirà per l'80% al target produttivo di idrogeno low carbon entro il 2030.

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

Africa settentrionale

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

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

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

il centro di ricerca Solar Lab per l'identificazione delle tecnologie più efficienti per lo sfruttamento dell'energia solare nel Paese; nonché sono state avviate le attività di costruzione di un impianto fotovoltaico da 10 MW nel sito produttivo di BRN. L'impianto fotovoltaico sarà il secondo collegato all'impianto BRN, per contribuire ulteriormente alla decarbonizzazione della produzione di idrocarburi dell'impianto. Inoltre nel gennaio 2023, è stato firmato un Memorandum d'Intesa finalizzato a studiare le opportunità di aumento della capacità di export del gas Algerino verso l'Italia e l'Europa e un secondo Memorandum d'Intesa con l'obiettivo di valutare le opportunità di decarbonizzazione del Paese individuate nella riduzione delle emissioni flaring e fuggitive oltre che nei progetti CCUS, rinnovabili e di efficientamento energetico consentendo anche di valorizzare il gas associato. Queste iniziative sono in linea con la strategia net-zero di Eni e fanno parte di un piano di decarbonizzazione più ampio che include anche il monitoraggio del venting e progetti di zero routine flaring e di efficienza energetica.

Nel corso dell'anno è stata avviata la produzione di: (i) due campi a gas e due campi a olio nell'area del Berkine Nord (Eni 49%). Le attività di sviluppo in corso hanno riguardato la perforazione e completamento di 4 ulteriori pozzi produttivi; e (ii) due giacimenti a gas e due giacimenti a olio nell'area del Berkine Sud a soli 6 mesi dall'assegnazione del contratto attraverso uno sviluppo accelerato. Le attività di allacciamento agli impianti di trattamento e l'installazione delle facility di trasporto sono state completate.

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

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

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

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

Egitto

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Africa Sub-Sahariana

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

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

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

barili/giorno e caratterizzata da una filosofia operativa zero process flaring e zero water discharge per la minimizzazione delle emissioni; e (ii) di Agogo Early Production Phase 2 nel Blocco 15/06 con il completamento delle attività di sviluppo e installazione delle facility sottomarine necessarie.

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

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

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

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

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

Nel corso dell'anno sono proseguite le attività: (i) per la costruzione del Centro di Eccellenza per le Energie Rinnovabili e l'Efficientamento Energetico a Oyo; (ii) del programma integrato nel distretto di HINDA a sostegno dello sviluppo socio-economico delle comunità rurali attraverso iniziative nell'ambito dell'educazione, sanitario e accesso all'acqua; e (iii) nel settore agricolo tramite il programma CATREP.

Inoltre sempre in ambito agricolo è proseguito il progetto Agri-feedstock con l'obiettivo di integrare i produttori nella filiera dei biocarburanti (v. di seguito).

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

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

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

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

Nella seconda metà del 2022 è stato conseguito lo start-up del progetto Coral South nel blocco Area 4, primo avvio produttivo nel paese per lo sviluppo delle scoperte a gas dell'area offshore di Rovuma. Lo start-up è stato raggiunto tramite l'impianto galleggiante Coral Sul Floating Liquefied Natural Gas (FLNG), per il trattamento, la liquefazione, lo stoccaggio e l'export del GNL con una capacità di 3,4 milioni di tonnellate per anno, alimentato da 6 pozzi sottomarini. La Coral Sul FLNG è stata progettata secondo elevati standard in termini di sicurezza e sostenibilità. La nave è stata realizzata con un approccio orientato all'efficienza energetica e riduzione delle emissioni di CO₂. In particolare, la Coral Sul FLNG raggiunge, tra l'altro, lo zero flaring durante le normali operazioni, utilizza turbine a gas efficienti anche per la generazione di elettricità.

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

Relativamente ai progetti futuri, al fine di massimizzare la messa in produzione delle riserve dell'Area 4, differenti opzioni sono in corso di analisi da parte degli operatori delegati (Eni ed ExxonMobil), che includono ulteriori scenari di sviluppo offshore, sulla base dell'esperienza di Coral South FLNG, ed onshore anche attraverso sinergie con Area 1. Il programma prevede lo sviluppo di una parte delle riserve a cavallo con Area 1 (riserve straddled) attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (TotalEnergies), a cui si aggiungono parte delle riserve non straddled.

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

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

Le attività di sviluppo nei blocchi operati OML 60, 61, 62 e 63 hanno riguardato interventi di workover e rigless per contrastare il declino produttivo naturale dell'area e attività di asset integrity delle facility ed installazione di nuovi compressori con l'obiettivo di valorizzare ulteriormente il gas naturale e migliorare le performance ambientali con la riduzione delle emissioni di CO₂ legate al flaring. Inoltre, nel corso dell'anno è stato completato e messo in produzione un ulteriore pozzo produttivo.

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

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

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

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

pozzi a olio nell'area di Forcados; (iii) diverse attività di work-over e rigless nelle principali aree produttive per contrastare il declino naturale dei campi; e (iv) attività di asset integrity.

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

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

Kazakhstan

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

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

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

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

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

Resto dell'Asia

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

Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) le attività di sviluppo dei progetti sanzionati Dalma Gas Development nella concessione offshore di Ghasha (Eni 25%) e il Umm Shaif Long-Term Development Ph.1 nella concessione Umm Shaif; e (ii) il programma di ramp-up produttivo del campo di Mahani nella Concessione onshore Area B.

Nel marzo 2023 Eni ha firmato un Memorandum of Understanding (MoU) con ADNOC per futuri progetti congiunti in ambito di transizione energetica, sostenibilità e decarbonizzazione. L'accordo prevede di valutare potenziali opportunità nei settori delle energie rinnovabili, idrogeno blu e verde, cattura e stoccaggio di 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.

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

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

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

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

America

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

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

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

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

Iniziative di carbon offset

Eni riconosce e sostiene il processo di transizione dell'economia verso un modello low carbon e su tale base ha elaborato una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali del Gruppo che traguarda l'azzeramento netto delle emissioni Scope 1+2+3 al 2050. Eni prevede di compensare le proprie emissioni residue facendo leva sulle iniziative di Natural Climate Solutions e sull'applicazione di soluzioni tecnologiche in vari ambiti, con l'obiettivo di massimizzare progressivamente la componente di carbon removal. Tali iniziative permetteranno di disporre di un portafoglio annuale di crediti di carbonio in grado di compensare emissioni residue per un volume inferiore ai 25 milioni di tonnellate di 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) e Lower Zambezi REDD+ Project (LZRP) in Zambia, Kulera in Malawi, Ntakata Mountains in Tanzania e Amigos de Calakmul, in Messico. Nel 2022 i crediti generati da questi progetti sono stati pari a circa 3,5 milioni di tonnellate di CO₂.

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

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

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

Progetti tecnologici

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

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

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

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

Iniziative agri-feedstock

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Global Gas & LNG Portfolio

€ **2.063** mln

utile operativo adjusted
più che triplicato vs. 2021

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

~1.000

clienti business

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



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

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(b) Include vendite intercompany.

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

PERFORMANCE DELL'ANNO

- Conseguito anche nel 2022 l'obiettivo di zero infortuni di dipendenti e contrattisti.
- Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) pari a 2,09 milioni di tonnellate di CO₂ eq. evidenziano un trend in aumento per effetto dell'incremento di volumi di gas trasportati dai gasdotti TTPC e TMPC e del consolidamento dell'impianto di liquefazione di Damietta.
- Le vendite di gas naturale di 60,52 miliardi di metri cubi registrano una riduzione del 14,1% rispetto al 2021 (-9,93 miliardi di metri cubi) a seguito delle minori vendite in Italia, in particolare nei segmenti PSV e industriale e nei mercati extraeuropei.
- Le vendite di GNL di 9,4 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 13,8% rispetto al 2021.

INIZIATIVE A SUPPORTO DELLA SICUREZZA ENERGETICA

Nell'ambito della strategia di aumento della produzione e dell'export di gas verso l'Italia, Eni ha sottoscritto accordi con alcuni dei governi dei Paesi nei quali opera: nello specifico è stata firmata una lettera d'intenti con le autorità petrolifere della Repubblica del Congo con l'obiettivo di sviluppare un progetto di gas naturale liquefatto con avvio previsto nel 2023 e capacità a regime di oltre 4 miliardi di metri cubi/anno; in Algeria, Eni prevede di aumentare gradualmente i volumi di gas importati in Italia attraverso il gasdotto Transmed nell'ambito dei contratti di fornitura di lungo termine in essere con Sonatrach, con consegne incrementali di gas naturale a partire dal prossimo anno termico e un progressivo ramp-up fino a 9 miliardi di metri cubi/anno nel 2024; in Egitto, con la società di Stato "EGAS" è stato concordato di valorizzare le riserve locali di gas incrementando le attività nelle concessioni gestite congiuntamente e attraverso l'esplorazione near field, con l'obiettivo di incrementare nei prossimi anni la produzione e le esportazioni di gas verso l'Italia attraverso l'impianto di liquefazione di Damietta sino ad un livello di circa 3 miliardi di metri cubi nel 2022.

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

SVILUPPO DEL BUSINESS GNL

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

SVILUPPI DI PORTAFOGLIO

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

Gas naturale

Approvvigionamenti

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

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

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

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

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

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

Vendite

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

VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

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

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

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

VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2022	2021	2020	Var. ass.	Var. %
ITALIA		30,67	36,88	37,98	(6,21)	(16,8)
Grossisti		12,22	13,37	13,08	(1,15)	(8,6)
PSV e borsa		9,31	12,13	12,13	(2,82)	(23,2)
Industriali		2,89	4,07	4,62	(1,18)	(29,0)
Termoelettrici		0,83	0,94	1,90	(0,11)	(11,7)
Autoconsumi		5,42	6,37	6,25	(0,95)	(14,9)
VENDITE INTERNAZIONALI		29,85	33,57	34,87	(3,72)	(11,1)
Resto d'Europa		27,41	28,01	26,72	(0,60)	(2,1)
Importatori in Italia		2,43	2,89	4,37	(0,46)	(15,9)
Mercati europei:		24,98	25,12	22,35	(0,14)	(0,6)
<i>Penisola Iberica</i>		3,93	3,75	4,22	0,18	4,8
<i>Germania/Austria</i>		3,58	0,69	2,19	2,89	418,8
<i>Benelux</i>		4,24	3,47	3,78	0,77	22,2
<i>Regno Unito</i>		1,92	2,65	1,75	(0,73)	(27,5)
<i>Turchia</i>		7,62	8,50	5,56	(0,88)	(10,4)
<i>Francia</i>		3,62	5,80	4,47	(2,18)	(37,6)
<i>Altro</i>		0,07	0,26	0,38	(0,19)	(73,1)
Mercati extra europei		2,44	5,56	8,15	(3,12)	(56,1)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		60,52	70,45	72,85	(9,93)	(14,1)

GNL

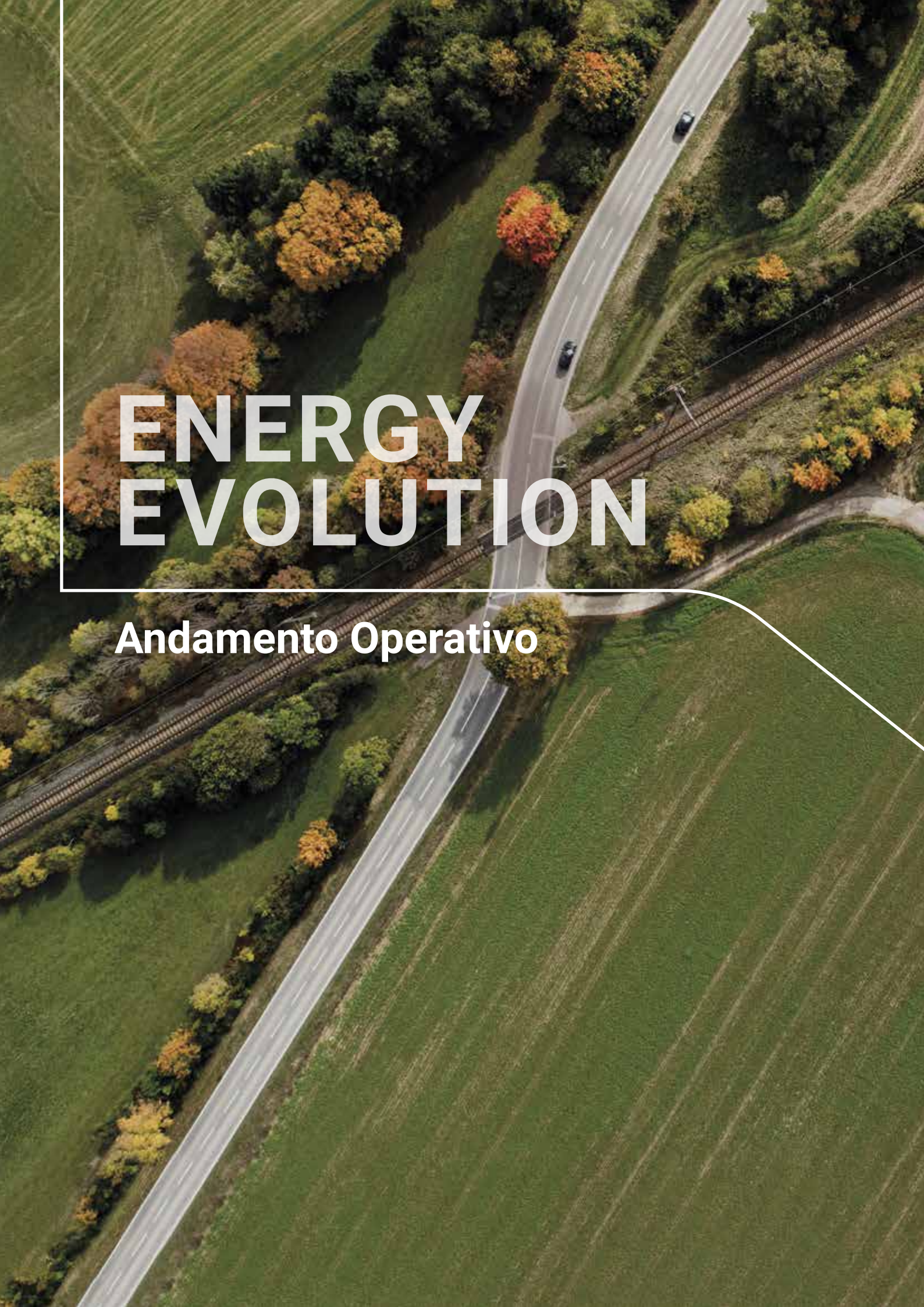
VENDITE DI GNL

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

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

Trasporto internazionale

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

An aerial photograph of a landscape in autumn. A two-lane asphalt road curves through the scene, with a few cars visible. To the left of the road, there are several trees with vibrant yellow and orange foliage. To the right, a railway track runs parallel to the road. The surrounding fields are green, and the overall scene is bathed in the warm light of late afternoon or early morning.

ENERGY EVOLUTION

Andamento Operativo



Refining & Marketing e Chimica
Plenitude & Power
Attività Ambientali

Refining & Marketing e Chimica

1,1 mln ton/a

capacità di bioraffinazione

€1.929 mln

utile operativo adjusted del settore

7,50 mln ton

vendite prodotti petroliferi rete Europa

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



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

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

PERFORMANCE DELL'ANNO

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

SVILUPPI DI BUSINESS

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

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

SVILUPPI NELLA BIORAFFINAZIONE E BIOFEEDSTOCK

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

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

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

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

INIZIATIVE DI MOBILITÀ SOSTENIBILE

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

Tra gli ambiti di collaborazione è prevista l'offerta di HVO puro al 100% rivolta ai veicoli pesanti IVECO dotati di motorizzazione compatibile. Il biocarburante di alta qualità HVO ha origine vegetale e da scarti, prodotto attraverso la tecnologia proprietaria Ecofining™ nelle bioraffinerie Eni di Venezia e Gela. L'HVO puro al 100% consente di abbattere le emissioni di CO₂ (calcolate lungo tutto il ciclo di vita) tra il 60% e il 90% rispetto al mix fossile di riferimento.

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

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

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

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

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

SMART MOBILITY

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

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

ECONOMIA CIRCOLARE E CHIMICA GREEN

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

Nel "Liner to Liner", sviluppato e applicabile principalmente nel sito di Brindisi, i rivestimenti interni dei container utilizzati per il trasporto di polietilene sfuso, denominati Liner, sono inviati a riciclo e trasformati in nuovi, contenenti il 50% di plastica riciclata. Le due iniziative contribuiscono a ridurre il consumo di materia prima vergine del 50% (Bag to Bag) e 50% (Liner to Liner), con una conseguente riduzione anche in termini di CO₂.

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

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

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

Refining & Marketing

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2022 sono state acquistate 19,15 milioni di tonnellate di petrolio (18,85 milioni di tonnellate nel 2021) di cui 5,02 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 11,50 milioni di tonnellate sul mercato spot e 2,63 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 36% dall'Asia Centrale, 18% dall'Africa Settentrionale, 17% dal Medio Oriente, 11% dall'Italia, 6% dall'Africa Occidentale, 5% dalla Russia¹, 3% dal Mare del Nord e 4% da altre aree.

ACQUISTI

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

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

Raffinazione

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

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

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

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

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

Bioraffinazione

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

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

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

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

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

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

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

Distribuzione di prodotti petroliferi

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

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO

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

VENDITE RETE ITALIA

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

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

VENDITE PER PRODOTTO/CANALE

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

VENDITE RETE RESTO D'EUROPA

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

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

VENDITE SUL MERCATO EXTRARETE E ALTRE VENDITE

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

Chimica

DISPONIBILITÀ E VENDITE DI PRODOTTI

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

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

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

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

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

Andamento per business

INTERMEDI

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

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

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

POLIMERI

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

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

OILFIELD CHEMICALS, BIOCHEM E MOULDING & COMPOUNDING

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

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

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

Plenitude & Power

2,2_{GW}

capacità installata da fonti rinnovabili
100% solare ed eolica

10_{mln}

clienti retail e business
di gas ed elettricità

13.000

punti di ricarica veicoli elettrici

18,8_{TWh}

vendite retail energia elettrica
a clienti finali



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2022	2021	2020
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,31	0,29	0,32
di cui: dipendenti		0,26	0,49	0,00
contrattisti		0,39	0,00	0,73
Plenitude				
Vendite retail gas	(miliardi di metri cubi)	6,84	7,85	7,68
Vendite retail energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	18,77	16,49	12,49
Clienti retail/business	(milioni di PDR)	10,07	10,04	9,7
Punti di ricarica veicoli elettrici ^(a)	(migliaia)	13,1	6,2	3,4
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	2.553	986	340
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	2.198	1.137	335
Power				
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	(terawattora)	22,37	28,54	25,34
Produzione termoelettrica		21,37	22,31	20,95
Dipendenti in servizio a fine periodo		2.794	2.464	2.092
di cui: all'estero		698	600	413
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	9,76	10,03	9,63
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Eni Power) ^(b)	(gCO ₂ eq./kWh eq.)	394	380	391

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

(b) Calcolato sul 100% degli asset operati.

PERFORMANCE DELL'ANNO

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

SVILUPPI DI PORTAFOGLIO

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

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

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

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

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

SVILUPPI NEL BUSINESS RINNOVABILE

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

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

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

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

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

INIZIATIVE PER LA MOBILITÀ ELETTRICA

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

SVILUPPO DI TECNOLOGIE

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

PLENITUDE

Retail Gas & Power

Domanda gas

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

VENDITE DI GAS PER MERCATO

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

Vendite retail gas

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

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

Vendite retail di energia elettrica a clienti finali

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

Renewables

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

PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

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

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

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

CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (DATI IN QUOTA ENI)

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

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

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

E-mobility

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

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

POWER

Disponibilità di energia elettrica

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

Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi

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

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

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

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

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

Attività ambientali

circa **2** mln tonnellate
totale rifiuti gestiti

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

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

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

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



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

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

Attività di bonifica

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

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

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

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

Water & Waste Management

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

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

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

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

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

Eni Rewind opera inoltre come centro di competenza Eni per la gestione dei rifiuti provenienti dalle attività di risanamento ambientale e dalle attività produttive di Eni in Italia, grazie al suo modello di gestione che, adottando le migliori soluzioni tecnologiche disponibili sul mercato, permette di minimizzare i costi e gli impatti ambientali. Nel corso del 2022 Eni Rewind ha gestito complessivamente circa 2 milioni di tonnellate¹ di rifiuti avviando gli stessi a recupero o smaltimento presso impianti esterni. In particolare, l'indice di recupero (rapporto rifiuti recuperati/recuperabili) del 2022 è stato del 74% in lieve crescita rispetto al 2021 (73%). Tale aumento è dettato dalle caratteristiche analitiche e granulometriche riscontrate nei rifiuti gestiti in sede di caratterizzazione, nonostante il perimetro di impianti esterni utilizzabili, dotati di tecnologie usufruibili al fine del recupero, non sia aumentato.

Certificazioni

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

Iniziative non-captive

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

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

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

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

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

Eni Rewind Estero

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

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

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

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

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

Commento ai risultati economico-finanziari

Possibili conseguenze della guerra tra Russia e Ucraina

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

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

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2022	2021	2020	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	132.265	76.575	43.987	55.690	72,7
Altri ricavi e proventi	1.175	1.196	960	(21)	(1,8)
Costi operativi	(105.250)	(58.716)	(36.640)	(46.534)	(79,3)
Altri proventi e oneri operativi	(1.736)	903	(766)	(2.639)	..
Ammortamenti	(7.205)	(7.063)	(7.304)	(142)	(2,0)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	(1.140)	(167)	(3.183)	(973)	..
Radiazioni	(599)	(387)	(329)	(212)	(54,8)
Utile (perdita) operativo	17.510	12.341	(3.275)	5.169	41,9
Proventi (oneri) finanziari	(925)	(788)	(1.045)	(137)	(17,4)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	5.464	(868)	(1.658)	6.332	..
Utile (perdita) prima delle imposte	22.049	10.685	(5.978)	11.364	..
Imposte sul reddito	(8.088)	(4.845)	(2.650)	(3.243)	(66,9)
Tax rate (%)	36,7	45,3	..		
Utile (perdita) netto	13.961	5.840	(8.628)	8.121	..
<i>di competenza:</i>					
- azionisti Eni	13.887	5.821	(8.635)	8.066	..
- interessenze di terzi	74	19	7	55	..

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

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

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

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

(b) Fonte: BCE.

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

(d) In Euro per migliaia di metri cubi.

(d) In Euro per migliaia di metri cubi.

Risultati adjusted e composizione degli special item

L'utile netto di competenza degli azionisti Eni per l'esercizio 2022 è stato di €13.887 milioni, in aumento di €8 miliardi rispetto all'esercizio 2021, grazie alla forte performance operativa di E&P trainata da maggiori prezzi di realizzo, alle azioni di ottimizzazione del settore GGP e al contributo della R&M che ha beneficiato della disponibilità degli impianti e dell'ottimizzazione dei costi in uno scenario di margini in rialzo. Il risultato

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

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

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

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

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

RISULTATI ADJUSTED E COMPOSIZIONE DEGLI SPECIAL ITEM

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

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

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

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

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

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

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

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

Dettaglio degli special item

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

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

il 2023 sulla base del reddito imponibile del 2022, che è stato determinato in via prudenziale considerando l'assoggettabilità al contributo anche di componenti di reddito estranei al ciclo di acquisto, trasformazione e vendita dell'esercizio, pertanto non correlati al presunto maggiore

risultato gestionale dovuto all'andamento favorevole dello scenario energetico;

xiii) rilevazione di imposte differite attive di €2,1 miliardi;

xiv) la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem (oneri di €22 milioni).

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

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

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

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

Analisi delle voci del conto economico

RICAVI

	(€ milioni)	2022	2021	2020	Var. ass.	Var. %.
Exploration & Production		31.200	21.742	13.590	9.458	43,5
Global Gas & LNG Portfolio		48.586	20.843	7.051	27.743	..
Refining & Marketing e Chimica		58.930	40.374	25.340	18.556	46,0
- Refining & Marketing		54.428	36.501	22.965	17.927	49,1
- Chimica		6.215	5.590	3.387	625	11,2
- Elisioni		(1.713)	(1.717)	(1.012)		
Plenitude & Power		20.883	11.187	7.536	9.696	86,7
- Plenitude		13.663	7.452	6.020	6.211	83,3
- Power		9.533	3.996	1.894	5.537	138,6
- Elisioni		(2.313)	(261)	(378)		
Corporate e altre attività		1.879	1.698	1.559	181	10,7
Elisioni di consolidamento		(29.213)	(19.269)	(11.089)	(9.944)	
Ricavi della gestione caratteristica		132.265	76.575	43.987	55.690	72,7
Altri ricavi e proventi		1.175	1.196	960	(21)	(1,8)
Totale ricavi		133.440	77.771	44.947	55.669	71,6

I ricavi complessivi ammontano a €133.440 milioni, evidenziando un aumento del 71,6% rispetto al 2021, beneficiando dell'andamento favorevole dello scenario di riferimento e della ripresa della domanda in tutti i mercati di riferimento.

I **ricavi della gestione caratteristica** conseguiti nel 2022 (€132.265 milioni) sono aumentati di €55.690 milioni rispetto al 2021 (+72,7%). Tale trend riflette gli effetti indotti dal rafforzamento di tutte le commodities (il Brent cresciuto da 71 \$/barile nel 2021 a 101 \$/barile nel 2022; i prezzi spot del gas in Italia e in Europa più che triplicati) nonché dalla ripresa dei volumi

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

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

COSTI OPERATIVI

	(€ milioni)	2022	2021	2020	Var. ass.	Var. %.
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		102.282	55.549	33.551	46.733	84,1
Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti		(47)	279	226	(326)	(116,8)
Costo lavoro		3.015	2.888	2.863	127	4,4
di cui: incentivi per esodi agevolati e altro		202	193	123		
		105.250	58.716	36.640	46.534	79,3

I costi operativi sostenuti nel 2022 (€105.250 milioni) sono aumentati di €46.534 milioni rispetto al 2021, pari al 79,3%. Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (€102.282 milioni) sono aumentati dell'84,1% principalmente per effetto dell'aumento del costo degli idrocarburi approvvigionati

(gas da contratti long-term e cariche petrolifere e petrolchimiche).

Il costo lavoro (€3.015 milioni) è sostanzialmente in linea rispetto al 2021 (+€127 milioni, pari al 4,4%) principalmente a seguito dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro USA.

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

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

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

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

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

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

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

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

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	(€ milioni)	2022	2021	2020	Var. ass.
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(939)	(849)	(913)	(90)
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari		(507)	(475)	(517)	(32)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		(13)	11	31	(24)
- Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		(42)			
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori		(128)	(94)	(102)	(34)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing		(315)	(304)	(347)	(11)
- Interessi attivi verso banche		57	4	10	53
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		9	9	12	
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		13	(306)	351	319
- Strumenti finanziari derivati su valute		(70)	(322)	391	252
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		81	16	(40)	65
- Opzioni		2			2
Differenze di cambio		238	476	(460)	(238)
Altri proventi (oneri) finanziari		(277)	(177)	(96)	(100)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		128	67	97	61
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(199)	(144)	(190)	(55)
- Altri proventi (oneri) finanziari		(204)	(100)	(3)	(104)
		(963)	(856)	(1.118)	(107)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		38	68	73	(30)
		(925)	(788)	(1.045)	(137)

Gli **oneri finanziari netti** di €925 milioni registrano un incremento di €137 milioni rispetto al 2021. I principali driver sono stati: (i) la riduzione delle differenze di cambio positive (–€238 milioni) compensate dalla variazione positiva del fair value dei derivati su cambi (+€319 milioni), le cui variazioni sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come “hedges” in base all'IFRS 9; (ii) l'incremento degli oneri finanziari sul debito (+€90 milioni) dovuto all'aumento del costo del debito per l'anda-

mento dei tassi benchmark e l'effetto positivo della variazione del fair value su strumenti derivati su tassi d'interesse (+€65 milioni) privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting. Gli oneri finanziari diversi evidenziano un peggioramento di €100 milioni relativo all'incremento dei tassi di attualizzazione, nonché ai maggiori oneri finanziari derivanti dall'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale, relative in particolare alla stima di costi di decommissioning di alcuni impianti.

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONE

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

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

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

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

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

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

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

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito sono in aumento di €3.243 milioni a €8.088 milioni e includono l'effetto dell'applicazione del contributo solidaristico straordinario a carico delle imprese del settore energetico per l'esercizio 2022 previsto dalla Legge n. 51 del 20 maggio 2022 ("Decreto Ucraina") per €1.036 milioni, il prelievo addizionale sugli utili delle società del settore energia del Regno Unito e in Germania nonché lo stanziamento del contributo solidaristico italiano istituito dalla Legge n.197 del 29 dicembre 2022 (Legge Finanziaria 2023) sulla base del reddito

imponibile del 2022 che è stato determinato in via prudenziale considerando l'assoggettabilità al contributo anche di componenti di reddito estranei al ciclo di acquisto, trasformazione e vendita dell'esercizio, pertanto non correlati al presunto maggiore risultato gestionale dovuto all'andamento favorevole dello scenario energetico. Il tax rate reported si attesta al 36,7%. Su base adjusted, calcolato non considerando le componenti straordinarie (vedi sezione "Dettaglio degli special item"), il tax rate si ridetermina in circa il 39%.

RISULTATI PER SETTORE DI ATTIVITÀ¹

EXPLORATION & PRODUCTION

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

(a) Escludono gli special item.

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

(c) Include condensati.

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

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

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

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

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

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

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

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

GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

	(€ milioni)	2022	2021	2020	Var. ass.	Var. %.
Utile (perdita) operativo		3.730	899	(332)	2.831	..
Esclusione special item:		(1.667)	(319)	658		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		(12)	26	2		
- oneri per incentivazione all'esodo		4	5	2		
- derivati su commodity		(1.805)	(207)	858		
- differenze e derivati su cambi		244	206	(183)		
- altro		(98)	(349)	(21)		
Utile (perdita) operativo adjusted		2.063	580	326	1.483	255,7
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(17)	(17)			
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		4		(15)	4	
Imposte sul reddito ^(a)		(1.068)	(394)	(100)	(674)	
Utile (perdita) netto adjusted		982	169	211	813	481,1

(a) Escludono gli special item.

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

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

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

REFINING & MARKETING E CHIMICA

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

(a) Escludono gli special item.

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

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

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

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

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

PLENITUDE & POWER

	(€ milioni)	2022	2021	2020	Var. ass.	Var. %.
Utile (perdita) operativo		(825)	2.355	660	(3.180)	..
Esclusione special item:		1.440	(1.879)	(195)		
- oneri ambientali		2		1		
- svalutazioni (riprese di valore) nette		(37)	20	1		
- plusvalenze nette su cessione di asset		1	(2)			
- accantonamenti a fondo rischi				10		
- oneri per incentivazione all'esodo		65	(5)	20		
- derivati su commodity		1.412	(1.982)	(233)		
- differenze e derivati su cambi		(5)	(6)			
- altro		2	96	6		
Utile (perdita) operativo adjusted		615	476	465	139	29,2
- Plenitude		345	363	304	(18)	(5,0)
- Power		270	113	161	157	138,9
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(11)	(2)	(1)	(9)	
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		(6)	(3)	6	(3)	
Imposte sul reddito ^(a)		(201)	(144)	(141)	(57)	
Utile (perdita) netto adjusted		397	327	329	70	21,4

(a) Escludono gli special item.

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

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

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

CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

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

(a) Escludono gli special item.

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

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

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO^(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 2022	31 dicembre 2021	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari		56.332	56.299	33
Diritto di utilizzo beni in leasing		4.446	4.821	(375)
Attività immateriali		5.525	4.799	726
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.786	1.053	733
Partecipazioni		13.294	7.181	6.113
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		1.978	1.902	76
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(2.320)	(1.804)	(516)
		81.041	74.251	6.790
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze		7.709	6.072	1.637
Crediti commerciali		16.556	15.524	1.032
Debiti commerciali		(19.527)	(16.795)	(2.732)
Attività (passività) tributarie nette		(2.991)	(3.678)	687
Fondi per rischi e oneri		(15.267)	(13.593)	(1.674)
Altre attività (passività) d'esercizio		316	(2.258)	2.574
		(13.204)	(14.728)	1.524
Fondi per benefici ai dipendenti		(786)	(819)	33
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		156	139	17
CAPITALE INVESTITO NETTO		67.207	58.843	8.364
Patrimonio netto degli azionisti Eni		54.759	44.437	10.322
Interessenze di terzi		471	82	389
Patrimonio netto		55.230	44.519	10.711
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		7.026	8.987	(1.961)
Passività per leasing		4.951	5.337	(386)
- di cui working interest Eni		4.457	3.653	804
- di cui working interest follower		494	1.684	(1.190)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		11.977	14.324	(2.347)
COPERTURE		67.207	58.843	8.364
Leverage		0,22	0,32	
Gearing		0,18	0,24	

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

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

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

Riconduzione dell'utile complessivo

	(€ milioni)	2022	2021
Utile (perdita) netto dell'esercizio		13.961	5.840
Componenti non riclassificabili a conto economico		112	149
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti		60	119
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI		56	105
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		1	2
Effetto fiscale		(5)	(77)
Componente riclassificabili a conto economico		1.645	1.902
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		1.117	2.828
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		797	(1.264)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		(32)	(34)
Effetto fiscale		(237)	372
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		1.757	2.051
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		15.718	7.891
di competenza:			
- azionisti Eni		15.643	7.872
- interessenze di terzi		75	19

Prospetto delle variazioni del patrimonio netto

	(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2021		37.493
Totale utile (perdita) complessivo	7.891	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.390)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(5)	
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	2.000	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(61)	
Costi emissione obbligazioni subordinate perpetue	(15)	
Acquisto azioni proprie	(400)	
Altre variazioni	6	
Totale variazioni		7.026
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2021		44.519
di competenza:		
- azionisti Eni		44.437
- interessenze di terzi		82
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:	44	
- azionisti Eni		54.759
- interessenze di terzi		471

Il **patrimonio netto** (€55.230 milioni) è aumentato di €10.711 milioni rispetto al 31 dicembre 2021 per effetto dell'utile netto del periodo (€13.961 milioni), delle differenze positive di cambio (circa €1.117 milioni) che riflettono l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro

al 31 dicembre 2022 rispetto al 31 dicembre 2021, della variazione positiva di €797 milioni della riserva cash flow hedge, in parte compensati dal pagamento dividendi e dall'acquisto di azioni proprie (€5.422 milioni).

Indebitamento finanziario netto

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

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

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

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

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

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

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

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

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

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

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO^(a)

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

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

	(€ milioni)	2022	2021	2020	Var. ass.
Free cash flow		9.656	5.582	(921)	4.074
Rimborso di passività per beni in leasing		(994)	(939)	(869)	(55)
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(512)	(777)	(67)	265
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		142			142
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(1.352)	(429)	759	(923)
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.841)	(2.780)	(1.968)	(2.061)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(138)	1.924	2.975	(2.062)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		1.961	2.581	(91)	(620)
Effetti prima applicazione IFRS 16					
Rimborsi lease liability		994	939	869	55
Accensioni del periodo e altre variazioni		(608)	(1.258)	(239)	650
Variazione passività per beni in leasing		386	(319)	630	705
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		2.347	2.262	539	85

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

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

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

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

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

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

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

INVESTIMENTI TECNICI E IN PARTECIPAZIONI

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

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

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

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

Indicatori alternativi di performance (Non-GAAP measure)

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

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

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

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

Utile operativo e utile netto adjusted

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

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

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

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

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

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

Leverage

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

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

Gearing

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

Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante

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

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

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

ROACE Adjusted

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

Coverage

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

Current ratio

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

Debt coverage

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

Debt/EBITDA

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

Profit per boe

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

Opex per boe

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

Finding & Development cost per boe

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

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

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

		Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
2022	(€ milioni)							
Utile (perdita) operativo		15.908	3.730	460	(825)	(1.901)	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		(57)	244	(33)	(5)			149
- altro		55	(98)	147	2	128		234
Special item dell'utile (perdita) operativo		503	(1.667)	1.885	1.440	1.279		3.440
Utile (perdita) operativo adjusted		16.411	2.063	1.929	615	(622)	(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 (%)		40,7	52,1	3,1	100,3			39,2
Utile (perdita) netto adjusted		10.776	982	1.914	397	(709)	(4)	13.356
<i>di competenza:</i>								
- interessenze di terzi								55
- azionisti Eni								13.301
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								13.887
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(401)
Esclusione special item								(185)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								13.301

(a) Escludono gli special item.

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

	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
2021								
Utile (perdita) operativo		10.066	899	45	2.355	(816)	(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		9.293	580	152	476	(593)	(244)	9.664
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(313)	(17)	(32)	(2)	(539)		(903)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		681		(4)	(3)	(691)		(17)
Imposte sul reddito ^(a)		(4.118)	(394)	(54)	(144)	247	68	(4.395)
Tax rate (%)								50,3
Utile (perdita) netto adjusted		5.543	169	62	327	(1.576)	(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 DELL'UTILE OPERATIVO E DELL'UTILE NETTO AI VALORI ADJUSTED

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

(a) Escludono gli special item.

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

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al Bilancio consolidato	31 dicembre 2022		31 dicembre 2021	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(€ milioni)					
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			56.332		56.299
Diritto di utilizzo beni in leasing			4.446		4.821
Attività immateriali			5.525		4.799
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.786		1.053
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e altre partecipazioni			13.294		7.181
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	(vedi nota 17)		1.978		1.902
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(2.320)		(1.804)
- passività per attività di investimento correnti	(vedi nota 11)	(4)		(16)	
- passività per attività di investimento non correnti	(vedi nota 11)	(79)		(87)	
- crediti per attività di disinvestimento	(vedi nota 8)	301		8	
- crediti per attività di disinvestimento non correnti	(vedi nota 11)	23		23	
- debiti verso fornitori per attività di investimento	(vedi nota 18)	(2.561)		(1.732)	
Totale Capitale immobilizzato			81.041		74.251
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			7.709		6.072
Crediti commerciali	(vedi nota 8)		16.556		15.524
Debiti commerciali	(vedi nota 18)		(19.527)		(16.795)
Attività (passività) tributarie nette, composti da:			(2.991)		(3.678)
- passività per imposte sul reddito correnti		(2.108)		(648)	
- passività per imposte sul reddito non correnti		(253)		(374)	
- passività per altre imposte correnti	(vedi nota 11)	(1.463)		(1.435)	
- passività per imposte differite		(5.094)		(4.835)	
- passività per altre imposte non correnti	(vedi nota 11)	(34)		(27)	
- attività per imposte sul reddito correnti		317		195	
- attività per imposte sul reddito non correnti		114		108	
- attività per altre imposte correnti	(vedi nota 11)	807		442	
- attività per imposte anticipate		4.569		2.713	
- attività per altre imposte non correnti	(vedi nota 11)	157		182	
- crediti per consolidato fiscale	(vedi nota 8)	3		3	
- debiti per consolidato fiscale	(vedi nota 18)	(6)		(2)	
Fondi per rischi e oneri			(15.267)		(13.593)
Altre attività (passività), composti da:			316		(2.258)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	(vedi nota 17)	8		39	
- crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 8)	3.980		3.315	
- altre attività correnti	(vedi nota 11)	12.016		13.192	
- altri crediti e altre attività non correnti	(vedi nota 11)	2.091		824	
- acconti e anticipi, debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione e altri	(vedi nota 18)	(3.616)		(3.191)	
- altre passività correnti	(vedi nota 11)	(11.006)		(14.305)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(vedi nota 11)	(3.157)		(2.132)	
Totale Capitale di esercizio netto			(13.204)		(14.728)
Fondi per benefici ai dipendenti			(786)		(819)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili			156		139
composte da:					
- attività destinate alla vendita		264		263	
- passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(108)		(124)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			67.207		58.843
Patrimonio netto degli azionisti Eni comprese interessenze di terzi			55.230		44.519
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:			26.917		27.794
- passività finanziarie a lungo termine		19.374		23.714	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		3.097		1.781	
- passività finanziarie a breve termine		4.446		2.299	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti			(10.155)		(8.254)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico			(8.251)		(6.301)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 17)		(1.485)		(4.252)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16			7.026		8.987
Passività per beni in leasing, composti da:			4.951		5.337
- passività per beni in leasing a lungo termine		4.067		4.389	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		884		948	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16^(a)			11.977		14.324
COPERTURE			67.207		58.843

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

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

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

segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

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

Commento ai risultati economico-finanziari di Eni SpA

I risultati economico-finanziari di Eni SpA di seguito illustrati³.

CONTO ECONOMICO

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

L'**utile netto** di Eni SpA di €5.403 milioni si riduce di €2.272 milioni rispetto all'esercizio precedente per effetto essenzialmente: (i) della riduzione dei proventi netti su partecipazioni (€3.147 milioni) per effetto essenzialmente dei minori dividendi distribuiti dalle partecipate; (ii) della flessione del risultato operativo (€344 milioni) riferibile essenzialmente alla linea di business E&P (€1.721 milioni), parzialmente compensato dal miglioramento della linea di business R&M (€863 milioni), rife-

ribile principalmente alle performance del business raffinazione, e della linea di business Global Gas & LNG Portfolio (€592 milioni) a seguito delle attività di continua ottimizzazione del portafoglio che hanno permesso di beneficiare della fase di estrema volatilità del mercato sia del Gas che del GNL. La ripresa di valore di imposte anticipate in previsione della loro recuperabilità compensa i suddetti effetti e l'incremento delle imposte correnti.

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

Analisi delle voci del conto economico

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

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

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

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

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

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

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

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

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

RISULTATO OPERATIVO

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

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

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

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

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

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

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

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

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

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

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

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

IMPOSTE SUL REDDITO

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

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

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

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO⁴

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

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

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

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

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

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

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

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

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

PATRIMONIO NETTO

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

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

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

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

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

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO⁵

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

	(€ milioni)	2022	2021	Var. ass.
Free cash flow		3.543	(3.024)	6.567
Rimborso di passività per beni in leasing		(390)	(374)	(16)
Flusso di cassa del capitale proprio		(5.409)	(2.758)	(2.651)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(138)	1.924	(2.062)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(317)	782	(1.099)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		(2.711)	(3.450)	739
Rimborso di passività per beni in leasing		390	374	16
Accensioni del periodo e altre variazioni		(328)	(116)	(212)
Variazione passività per beni in leasing		62	258	(196)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		(2.649)	(3.192)	543

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2022	2021	Var. ass.
Exploration & Production		244	406	(162)
Global Gas & LNG Portfolio			159	(159)
Refining & Marketing		480	423	57
Corporate		59	48	11
Investimenti tecnici		783	1.036	(253)

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

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

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale) (€ milioni)	Riferimento alle note al Bilancio di esercizio	31 dicembre 2022		31 dicembre 2021	
		Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			5.112		5.213
Diritto di utilizzo beni in leasing			1.654		1.691
Attività immateriali			241		247
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			1.773		1.104
Partecipazioni			59.815		56.010
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			2.364		3.279
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 15)	218		22	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 15)	2.146		3.257	
Crediti (debiti) netti relativi all'attività di investimento/disinvestimento, composti da:			(287)		(208)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 7)	20		2	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 10 e nota 17)	(307)		(210)	
Totale Capitale immobilizzato			70.672		67.336
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze			3.815		2.582
Crediti commerciali	(vedi nota 7)		11.082		9.509
Debiti commerciali	(vedi nota 17)		(11.682)		(8.770)
Attività (passività) tributarie nette:			1.798		256
- passività per imposte sul reddito (correnti)		(771)		(117)	
- altre passività (correnti)	(vedi nota 10)	(679)		(622)	
- attività per imposte sul reddito (correnti)		173		23	
- altre attività (correnti)	(vedi nota 10)	152		69	
- attività per imposte anticipate		2.684		814	
- attività per imposte sul reddito (non correnti)		78		78	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	2		2	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 7)	193		73	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 17)	(9)		(39)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 10)	(25)		(25)	
Fondi per rischi ed oneri			(5.661)		(4.992)
Altre attività (passività) di esercizio:			(911)		(807)
- altri crediti	(vedi nota 7)	366		3.410	
- altre attività (correnti)	(vedi nota 10)	12.924		12.782	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 10)	2.811		2.053	
- altri debiti	(vedi nota 17)	(452)		(502)	
- altre passività (correnti)	(vedi nota 10)	(13.626)		(15.683)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 10)	(2.934)		(2.867)	
Totale Capitale di esercizio netto			(1.559)		(2.222)
Fondi per benefici ai dipendenti			(341)		(393)
Attività destinate alla vendita			82		3
CAPITALE INVESTITO NETTO			68.854		64.724
Patrimonio netto			52.520		51.039
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		16.054		20.619	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.883		1.555	
- passività finanziarie a breve termine		14.122		5.866	
a dedurre:					
Disponibilità liquide ed equivalenti		7.628		6.630	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 15)	3.542		4.192	
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		7.815		5.855	
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS16			14.074		11.363
Passività per beni in leasing, composti da:			2.260		2.322
- passività per beni in leasing a lungo termine		1.887		1.939	
- quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine		373		383	
Totale Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS16			16.334		13.685
COPERTURE			68.854		64.724

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2022		2021	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Utile netto		5.403		7.675
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		2.257		492
- ammortamenti	825		930	
- svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	334		455	
- radiazioni	65		1	
- effetto valutazione partecipazioni	785		(894)	
- differenze cambio da allineamento	92		(123)	
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading	146		65	
- remeasurement delle passività per leasing	(6)		(21)	
- piani incentivazione a lungo termine	15		16	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	1		63	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(2.226)		(23)
Dividendi, interessi e imposte		(3.585)		(6.057)
- dividendi	(2.336)		(6.006)	
- interessi attivi	(203)		(176)	
- interessi passivi	577		520	
- imposte sul reddito	(1.623)		(395)	
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(697)		(401)
- rimanenze	(1.902)		(1.602)	
- crediti commerciali	(1.597)		(6.097)	
- debiti commerciali	2.950		5.283	
- fondi per rischi ed oneri	769		(170)	
- altre attività e passività	(917)		2.185	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		4.666		2.588
- dividendi incassati	5.515		2.893	
- interessi incassati	209		179	
- interessi pagati	(558)		(517)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(500)		33	
Flusso di cassa netto da attività operativa		5.818		4.274
Investimenti tecnici		(783)		(1.036)
- immobilizzazioni materiali	(751)		(848)	
- immobilizzazioni immateriali	(32)		(188)	
Investimenti in partecipazioni e rami d'azienda		(3.457)		(8.145)
Disinvestimenti (investimenti) finanziari strumentali all'attività operativa		923		1.286
- crediti finanziari strumentali	923		1.286	
Titoli strumentali all'attività operativa				
Dismissioni		966		484
- immobilizzazioni materiali	166		5	
- immobilizzazioni immateriali	9			
- partecipazioni	791		479	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento e rami d'azienda:		76		113
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	80		113	
- rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(4)			
Free cash flow		3.543		(3.024)

segue RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale (€ milioni)	2022		2021	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività		(1.440)		(110)
- variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.440)		(110)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		4.850		2.888
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	(3.437)		955	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	8.287		1.933	
Rimborso di passività per beni in leasing		(390)		(374)
Flusso di cassa del capitale proprio		(5.409)		(2.758)
- dividendi pagati	(3.009)		(2.358)	
- acquisto azioni proprie	(2.400)		(400)	
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(138)		1.924
Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue			1.985	
Pagamenti di cedole relative a obbligazioni subordinate perpetue	(138)		(61)	
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(18)		(27)
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		998		(1.481)

Fattori di rischio e incertezza

Rischi connessi alla ciclicità del settore Oil & Gas

Il prezzo del petrolio è la principale variabile che influenza i risultati finanziari e le prospettive industriali di Eni e, al pari delle altre materie prime, ha una storia di volatilità dovuta alla correlazione con il ciclo economico. L'andamento del prezzo del greggio nel breve termine è determinato dall'equilibrio tra la domanda e l'offerta globale e dal livello delle scorte. La domanda petrolifera nel breve termine è strettamente correlata alla congiuntura economica globale, a sua volta influenzata da molteplici fattori ed eventi imprevedibili quali la fiducia dei consumatori e delle imprese, i livelli di occupazione, la crescita del reddito disponibile, le crisi finanziarie, le politiche monetarie delle banche centrali, pandemie, guerre, conflitti locali, instabilità politica e sociale, misure protezionistiche e i livelli del commercio internazionale. Nel breve termine, un rallentamento dell'attività economica normalmente provoca una riduzione della domanda globale di petrolio. Considerato che nel breve termine l'offerta di petrolio è poco elastica, nel caso di "shock" lato domanda dovuti alla contrazione o rallentamento dell'economia globale, il prezzo del petrolio potrebbe registrare rapide e profonde correzioni al ribasso come accaduto a fine 2018, durante il picco pandemico o nella seconda metà del 2022.

Nel lungo termine, la domanda è influenzata: (i) in positivo, dalla crescita demografica, dal miglioramento del tenore di vita e dall'espansione del PIL mondiale; (ii) in negativo, dalla disponibilità di fonti energetiche alternative, dall'evoluzione delle tecnologie, dai cambiamenti nelle preferenze dei consumatori e, infine, dalle misure e le altre iniziative adottate o pianificate dai governi per contrastare i cambiamenti climatici e contenere le emissioni di anidride carbonica. Il Management ritiene che la spinta a ridurre le emissioni di anidride carbonica e la transizione energetica in corso potrebbero portare nel lungo periodo a una riduzione strutturale della domanda e dei prezzi del petrolio.

L'offerta globale di petrolio è influenzata in larga misura dall'Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio che si sono coalizzati con alcuni altri Paesi produttori (Russia, Kazakhstan) per dar vita all'alleanza nota come OPEC+. Il cartello è in grado di esercitare un certo "pricing power" nel mercato petrolifero considerato come il blocco abbia dimostrato dagli eventi della pandemia del COVID-19 in poi una certa coesione nel difendere il prezzo attraverso le decisioni sui livelli produttivi e che alcuni Paesi del cartello quali Arabia Saudita, UAE e Kuwait dispongono della maggior parte della "spare capacity" mondiale, facendo dell'Alleanza di fatto il solo "swing producer", mentre i produttori di shale oil USA hanno abbandonato il modello di crescita a beneficio della disciplina finanziaria con il mantenimento delle produzioni sul livello di circa 12 milioni di barili/giorno ben inferiore al picco ante COVID (oltre 13 milioni). Gli sviluppi geopolitici in Medio Oriente e,

in particolare, nell'area del Golfo Persico, come anche le sanzioni imposte dagli Stati Uniti e dall'UE contro alcuni Paesi produttori, possono avere una significativa influenza sui prezzi del petrolio. In misura minore, eventi meteorologici estremi, come gli uragani in aree ad alta concentrazione di produzione come il Golfo del Messico, e problemi operativi alle principali infrastrutture petrolifere possono avere un impatto sui prezzi del petrolio.

Il 2022 ha segnato uno degli anni più volatili nella storia del prezzo del petrolio, sulla base del numero di giorni mercato caratterizzati da movimenti del prezzo superiori ai 5 \$/bbl.

L'aggressione militare dell'Ucraina da parte della Russia a fine febbraio 2022 si inserisce in un quadro di fondamentali bilanciati nel mercato petrolifero dovuti alla ripresa post-pandemica e a tensioni nell'offerta in quello del gas naturale, soprattutto in Europa. Nei giorni successivi all'invasione, il prezzo del petrolio Brent, greggio di riferimento per il mercato, registra un'impennata fino quasi a quota 140 \$/bbl, prossima ai massimi di tutti i tempi registrati nel corso del 2008, per poi assestarsi nei mesi successivi su valori più contenuti grazie al dissiparsi dei timori degli operatori su possibili interruzioni nel flusso degli idrocarburi liquidi dalla Russia verso i mercati internazionali. La Russia con una produzione di oltre 10 milioni di barili/giorno è il terzo produttore mondiale dopo USA ed Arabia Saudita e copre circa il 14% dell'offerta globale di greggio; tali dati spiegano la forte volatilità del prezzo del petrolio nel periodo immediatamente successivo all'avvio della guerra.

Oltre all'incertezza associata al rischio geopolitico, nel corso del primo semestre 2022 i prezzi del petrolio sono stati sostenuti dal positivo andamento dell'economia globale dovuta alla riapertura post-pandemica dell'economia nei Paesi Occidentali e alla ripresa sincrona della domanda di carburanti in tutti i settori finali di utilizzo, compreso il settore delle linee aeree che era rimasto penalizzato durante tutto il corso del 2021. Le compagnie petrolifere internazionali quotate hanno mantenuto la disciplina finanziaria adottata in risposta alla crisi di mercato causata dal COVID-19, caratterizzata da un approccio prudente alle decisioni d'investimento, piani di spesa finalizzati al solo sostegno delle produzioni, rinunciando alla crescita e privilegiando nell'allocazione dei flussi di cassa generati in un ambiente di prezzi elevati la ristrutturazione dei bilanci e la remunerazione degli azionisti. Inoltre, la sottovalutazione dei titoli azionari delle compagnie petrolifere (in termini di comuni multipli di borsa rispetto alla media degli indici azionari) rende più attrattivo l'investimento nel riacquisto delle azioni proprie rispetto a investimenti di crescita delle produzioni. L'alleanza dei Paesi produttori dell'OPEC+ ha proseguito nell'azione di graduale allentamento delle quote produttive stabilite nel maggio 2020 in risposta al collasso della domanda petrolifera,

evitando il rischio di inondare il mercato con un ripristino troppo rapido delle quote ante-COVID. Nel ristabilire i livelli produttivi, molti Paesi membri del cartello hanno comunque incontrato serie difficoltà nel conseguire gli obiettivi produttivi di volta in volta concordati, arrivando nel mese di agosto 2022 a produrre circa 3 milioni di barili/giorno in meno rispetto alle quote teoriche ed evidenziando la possibile criticità legata a una capacità di riserva ("spare capacity") inadeguata a far fronte a improvvisi aumenti della domanda. Tali sviluppi positivi sono stati attenuati dalla politica delle Autorità cinesi di tolleranza zero nei confronti del COVID-19 con l'adozione di provvedimenti molto restrittivi sulla circolazione delle persone con la chiusura di interi distretti e metropoli chiave (ad esempio Shanghai) per l'economia del Paese e i consumi mondiali di petrolio. I Paesi OCSE hanno cercato di limitare l'aumento dei prezzi del greggio attraverso un'azione coordinata di rilascio delle riserve strategiche; in particolare l'amministrazione USA ha dato esecuzione a un programma di vendita di greggio pari a un milione di barili/giorno per un periodo di 180 giorni (aprile-ottobre); ulteriori vendite sono state eseguite nei mesi di novembre e dicembre. Nel primo semestre 2022 il prezzo del greggio ha oscillato in una banda di 90-125 \$/bbl (escludendo i picchi nei giorni immediatamente successivi all'escalation militare in Ucraina) con una media di 108 \$/bbl.

Tuttavia, come dimostrato dagli sviluppi del secondo semestre, l'industria petrolifera è un settore ciclico e i risultati economici e i flussi di cassa di Eni sono esposti ai rischi di rapide correzioni del mercato a causa della complessità e dell'imprevedibilità dei fattori macroeconomici che influenzano la domanda petrolifera e della considerazione che l'offerta è rigida nel breve termine per cui uno shock della domanda è in grado di causare un'ampia contrazione del prezzo della materia prima in un lasso temporale relativamente breve. Nei fatti, nel corso del terzo trimestre 2022 il prezzo del Brent ha perso circa 40 \$/bbl dal valore di chiusura del primo semestre a 125 \$/bbl a un minimo di \$85 a fine settembre (oltre il 30%); il downtrend è ripreso nel mese di dicembre con una flessione al di sotto degli \$80, erodendo tutto il guadagno registrato nel 2022. Molteplici fattori hanno determinato tale rovesciamento. La ripresa dell'inflazione dovuta principalmente alla spinta dei prezzi delle materie prime (energia, ma non solo) ha indotto un brusco cambiamento di politica monetaria da parte delle banche centrali, con la Federal Reserve particolarmente attiva nel dare esecuzione al proprio mandato di stabilità dei prezzi attraverso rialzi consistenti e ravvicinati dei tassi d'interesse e l'abbandono del "quantitative easing". L'aumento dei tassi d'interesse ha alimentato le aspettative degli operatori di rallentamento dell'attività economica, da cui dipende la domanda petrolife-

ra. Le altre banche centrali hanno seguito l'esempio della Fed; tuttavia, il ritmo di stretta monetaria della banca centrale USA è stato nettamente più rapido, con la conseguenza di rafforzare in misura rilevante il rapporto di parità del dollaro rispetto alle altre valute. Questo ha un effetto negativo sulla domanda petrolifera, poiché i contratti sono denominati in dollari e quindi l'acquisto di greggio diventa relativamente più oneroso per i Paesi con valute diverse dal dollaro.

Infine, il protrarsi della guerra, l'incertezza sistemica e il rallentamento di alcuni indicatori di attività soprattutto in Europa, hanno innescato aspettative di un rallentamento macroeconomico e anche di scenari di piena recessione, che avrebbero un impatto fortemente negativo sulla domanda petrolifera. Inoltre, hanno influito sulla correzione del prezzo la resilienza delle produzioni russe che non sono diminuite contrariamente alle aspettative degli operatori e le incertezze circa il ritorno alla normalità della Cina, dopo aver mantenuto la politica di zero tolleranza al COVID per tutto il 2022. La situazione nel mercato fisico ha mostrato minori segnali d'indebolimento, come evidenziato dalla struttura dei prezzi a futuri che è rimasta sostanzialmente in "backwardation" (situazione per cui i prezzi per le consegne future più distanti nel tempo quotano a sconto rispetto ai valori spot e del primo mese di consegna "front month"), con fasi di contango solo per le scadenze più ravvicinate segnalando un'aspettativa del mercato di un surplus di offerta nel primo trimestre 2023. In tale contesto i trader e gli operatori finanziari hanno liquidato le posizioni sui contratti futuri con effetti amplificati dalla ridotta liquidità dei mercati finanziari delle materie prime. In risposta alle incertezze sullo scenario petrolifero, i Paesi aderenti all'OPEC+ hanno deciso all'inizio di ottobre 2022 di ridurre le quote produttive di 2 milioni di barili/giorno, corrispondenti a un taglio effettivo di produzione pari a circa la metà considerato che alcuni membri del cartello producevano già al di sotto delle rispettive quote, a partire dal mese di novembre 2022 e fino a tutto dicembre 2023.

Nel 2022 il prezzo del Brent è stato pari in media annua a circa 101 \$/bbl con un incremento del 40% rispetto alla media 2021 di circa 70 \$/bbl.

L'outlook presenta rischi e incertezze in relazione ai segnali di rallentamento dell'economia, anche per l'effetto delle politiche monetarie restrittive adottate dalle banche centrali per contrastare la ripresa dell'inflazione, tali da rendere possibili scenari di "hard landing", alla ripresa dell'economia cinese post-pandemia e all'evoluzione della guerra tra Russia e Ucraina che potrebbe influenzare negativamente lo scenario macroeconomico, minando la fiducia di imprese e consumatori. Il management ha scontato tali fattori in una previsione di prezzo di 85 \$/bbl per il greggio

Brent nel 2023, in calo rispetto al 2022, e un valore di lungo termine nominale di 80 \$/bbl sulla base di uno scenario mid-cycle fino al 2030-2035. Oltre tale orizzonte, il prezzo del petrolio è previsto in declino per riflettere la decarbonizzazione dell'economia.

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

Nel 2023 le quotazioni gas sono previste in diminuzione (TTF a 27,5 \$/Mbtu), a fronte di consumi deboli anche per le misure di risparmio energetico dell'EU, abbondante offerta di LNG sostenuto dall'aumento delle produzioni di gas naturale "dry" negli USA e adeguati livelli delle scorte. Negli anni successivi è previsto un ulteriore declino (prezzo europeo in media 18,5 \$/Mbtu) per il graduale ribilanciamento di domanda e offerta su scala globale. I risultati del Gruppo, principalmente del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas naturale. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi ha effetti negativi sui ricavi, sull'utile operativo e sui flussi di cassa a livello consolidato, determinando la flessione dei risultati nel confronto anno su anno.

Nel 2022 l'esposizione al rischio prezzo ha riguardato circa il 40% della produzione di petrolio e gas del Gruppo. Tale esposizione, per scelta strategica, non è oggetto di attività di gestione e/o di copertura economica, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. La parte restante della produzione del Gruppo non è esposta al rischio prezzo, poiché è regolata dallo schema contrattuale di Production Sharing Agreement ("PSA") che garantisce il recupero di un ammontare fisso dei costi sostenuti attraverso l'attribuzione di un corrispondente numero di barili, esponendola pertanto a un rischio legato al numero di barili.

L'attività Oil & Gas è un settore che necessita di ingenti risorse finanziarie per l'esplorazione e lo sviluppo delle riserve di idrocarburi. Storicamente gli investimenti upstream sono stati finanziati attraverso l'autofinanziamento, gli incassi da dismissioni e ricorrendo a nuovo indebitamento. I flussi di cassa operativi e l'accesso al mercato dei capitali del Gruppo sono soggetti a diverse variabili, quali: (i) l'ammontare delle riserve certe del Gruppo; (ii) il volume di petrolio e di gas naturale che il Gruppo è in grado di produrre e vendere dai pozzi esistenti; (iii) i prezzi di vendita del petrolio e del gas naturale; (iv) la capacità di acquisire, trovare e produrre nuove riserve; e (v) la capacità e la disponibilità dei

finanziatori del Gruppo a concedere credito per sostenere i programmi di sviluppo del Gruppo.

Un calo dei prezzi del petrolio e del gas per periodi prolungati potrebbe avere effetti negativi rilevanti sulla performance e sulle prospettive reddituali del Gruppo, poiché uno scenario di contrazione potrebbe limitare la capacità del Gruppo di finanziare i progetti di espansione, riducendo la capacità di crescere in futuro in termini di produzione e ricavi e di rispettare gli obblighi contrattuali. Ove ciò si verificasse, il Gruppo potrebbe essere costretto a rivedere le decisioni di investimento e la fattibilità dei progetti di sviluppo e dei piani di investimento e, a seguito di tale revisione, potrebbe riprogrammare, rinviare, ridurre o cancellare i progetti di sviluppo. Un calo strutturale dei prezzi degli idrocarburi potrebbe determinare una revisione dei valori contabili delle proprietà di petrolio e gas, con la conseguente registrazione di significative svalutazioni delle attività nonché revisioni negative (debooking) delle riserve di idrocarburi, qualora diventassero antieconomiche in questo tipo di contesto.

Nonostante Eni adotti presidi di controllo della redditività dei progetti che devono essere sostenibili anche in presenza di scenari prezzo depressi, la selettività nelle decisioni d'investimento, il mantenimento di una adeguata flessibilità finanziaria e di un adeguato livello di liquidità, il verificarsi di tali rischi potrebbe influenzare negativamente le prospettive di business, i risultati operativi, la generazione di cassa, la liquidità del Gruppo.

Refining & Marketing e Chimica sono business ciclici, i cui risultati dipendono dai trend nell'offerta e nella domanda dei prodotti petroliferi e commodity plastiche, funzione a loro volta della congiuntura economica, e dei relativi margini di vendita. L'impatto dei movimenti del prezzo del petrolio sui risultati di tali business varia in funzione del ritardo temporale con il quale le quotazioni dei prodotti si adeguano alle variazioni del costo della materia prima, che dipende a sua volta dalle dinamiche competitive dei mercati a valle.

Nel 2022, il settore raffinazione di Eni ha beneficiato di un significativo aumento dei margini, con punte record in alcune fasi, grazie alla ripresa della domanda di carburanti in tutti i settori, compresa l'aviazione civile la cui scarsa domanda aveva influenzato in modo pesante i risultati del 2021. Inoltre, il mercato ha registrato una sostanziale carenza di gasolio per vari fattori contingenti, tra i quali, minori forniture dalla Russia. Gli eccellenti risultati del 2022 hanno interrotto un lungo trend di underperformance del business a causa di fattori di debolezza strutturale dell'industria europea, in particolare del bacino del Mediterraneo, in relazione all'overcapacity, a mercati regionali maturi in termini di dinamiche nei consumi di carburanti e alla pressione competitiva da parte della raffinazione del Medio Oriente e della Cina favorita rispetto a Eni dalla maggiore scala degli impianti in grado di generare economie di costo, disponibilità di materie prime competitive e minori obbligazioni ambientali. Considerato anche la crescente pressione sulla domanda di benzina in Europa da parte dei veicoli elettrici, nonché l'entrata in esercizio di nuova capacità in Medio Oriente e in altre geografie, il management ha confermato le stime elaborate in precedenti reporting period che non indicano alcun valore recuperabile delle raffinerie tradizionali in Italia ed Europa, che pertanto rimangono

integralmente svalutate. Inoltre, per alcune linee produttive che sono state fermate perché prive di redditività nell'attuale scenario e per le quali il management non prevede ragionevolmente alcuna evoluzione dell'ambiente operativo tale da consentirne la riapertura, sono stati stanziati i costi attesi di smantellamento e rimozione dei relativi impianti comprese le strutture logistiche, rilevando un fondo di €300 milioni.

Il business della Chimica Eni è caratterizzato da dinamiche di mercato simili alla raffinazione: eccesso di capacità, pressione competitiva da parte di produttori con maggiori economie di scala o altri vantaggi di costo (Medio Oriente e USA), elevati costi variabili per escalation delle quotazioni delle commodity energetiche (gas naturale ed energia elettrica), flessione della domanda per riduzione dei consumi. Dopo un anno positivo nel 2021 dovuto in particolare alle interruzioni nelle catene di fornitura dovute ai lockdown cinesi e altri fattori contingenti, nel 2022 il settore è tornato a sottoperformare a causa della ripresa dell'export dal far East, anche a causa della ridotta capacità di assorbimento del mercato cinese, dell'entrata in esercizio di nuova capacità in Medio Oriente, dell'aumento dei costi del feedstock petrolifero e di quelli energetici di stabilimento indicizzati al gas naturale, nonché di un atteggiamento più cauto dei distributori in relazione alle incertezze macroeconomiche che hanno indotto gli operatori a minimizzare le giacenze di magazzino, aumentando la disponibilità dei prodotti sul mercato. Sulla base di questi trend fondamentali, il management ha rivisto le prospettive di recuperabilità dei valori di bilancio alla luce delle aspettative di minori proiezioni di flussi di cassa futuri con la conseguente rilevazione di svalutazioni per l'ammontare di circa €0,4 miliardi.

Il management sta attuando un percorso strategico di riposizionamento di questi due business con l'obiettivo di ridurre il peso in portafoglio dei segmenti commodity caratterizzati da deboli fondamentali ed esposti alla volatilità dei margini degli idrocarburi, a beneficio dei business dei biocarburanti e della chimica da fonte rinnovabile e da riciclo, nonché aumentando la specializzazione verso polimeri a elevato valore aggiunto, caratterizzati da maggiore stabilità ed interessanti prospettive di crescita.

Rischi connessi al cambiamento climatico

La transizione energetica è il processo di evoluzione dell'economia globale verso un modello di sviluppo "low carbon", cioè a contenute/zero emissioni nette di gas serra (GHG), attraverso la progressiva sostituzione dei combustibili fossili nel mix energetico con fonti rinnovabili e altri vettori energetici a basso impatto climatico, grazie anche all'impiego su larga scala di tecnologie di abbattimento delle emissioni (es. carbon capture, use and storage). Il cambiamento climatico rappresenta un rischio strategico per Eni.

L'urgenza di agire per mitigare il cambiamento climatico è basata sulle evidenze scientifiche prodotte dall'Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), che già nel 2018 aveva raccomandato di limitare l'incremento della temperatura globale a 1,5°C vs. epoca preindustriale, al fine di evitare conseguenze irreversibili sull'ecosistema, riconoscendo che tale ambizione richiede un'ac-

celerazione nei tempi di realizzazione e un ampliamento nella portata degli obiettivi fissati dai Paesi nell'ambito dell'Accordo di Parigi. Nel corso della COP27 del 2022, è stato inoltre rilevato che, sulla base dei piani di mitigazione e adattamento (NDC) presentati dai Paesi entro settembre 2022, permane un gap emissivo di 20-23 GtCO₂eq al 2030 rispetto alla traiettoria compatibile con l'obiettivo di limitare l'incremento della temperatura media globale a 1,5°C. Le iniziative di decarbonizzazione annunciate o avviate dai governi di molti Paesi al fine di raggiungere gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, la spinta della società civile, delle ONG e del sistema finanziario, nonché l'evoluzione delle preferenze dei consumatori e il diffondersi di una crescente sensibilità al tema del cambiamento climatico e della salvaguardia degli ecosistemi naturali potrebbero determinare nel medio-lungo termine lo spiazzamento della domanda d'idrocarburi da parte delle energie rinnovabili e di altri vettori energetici a zero emissioni ovvero ad emissioni contenute.

A tal proposito, Eni sta attuando una strategia di lungo termine finalizzata a trasformare il modello di business in chiave sostenibile, per conseguire l'obiettivo di Neutralità Carbonica al 2050, in linea con gli impegni della comunità internazionale presi in occasione dell'Accordo di Parigi sul clima, cioè il conseguimento di zero emissioni nette riferite a tutti i processi e i prodotti commercializzati dal Gruppo in relazione all'intero ciclo di vita e l'annullamento della sottostante intensità emissiva. I rischi connessi al cambiamento climatico sono valutati e gestiti da Eni considerando i driver di riferimento individuati dalla Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD), che si riferiscono sia ai rischi legati alla transizione energetica (normativo, legale, scenario di mercato, tecnologico e reputazionale) sia al rischio fisico (acuto e cronico) connesso al cambiamento climatico.

Normativo: l'adozione di provvedimenti regolatori finalizzati a ridurre il consumo d'idrocarburi o l'introduzione di restrizioni all'attività estrattiva potrebbe avere degli impatti rilevanti sull'evoluzione del portafoglio di business Eni. Gli obiettivi di decarbonizzazione perseguiti dai Paesi potrebbero comportare un'evoluzione normativa e del quadro regolatorio tale da incidere sulla produzione e sul consumo dei combustibili fossili, quali meccanismi di carbon pricing o l'obbligo di produrre/introdurre nel mercato quote minime di combustibili rinnovabili/low carbon. Attualmente, circa la metà delle emissioni dirette di GHG di Eni sono soggette all'European Emission Trading Scheme (EU ETS) che prevede a carico dell'impresa l'onere per l'acquisto di quote di emissione a copertura delle emissioni in eccesso rispetto all'assegnazione gratuita di permessi di emissione. Nel 2022, su base operata, a fronte di assegnazioni gratuite di 4,98 milioni di tonnellate di CO₂, le installazioni europee del Gruppo hanno emesso 16,73 milioni di tonnellate di CO₂; il deficit emissivo è stato coperto con acquisti di allowances con un onere di conto economico di circa €950 milioni che rappresenta un significativo aumento rispetto al 2021 (oneri di circa €660 milioni) a causa dell'aumento di circa il 50% delle quotazioni di mercato delle quote di emissione, dovuto alle aspettative di una riduzione del cap sulle emissioni consentite da parte delle Autorità europee, in vista del conseguimento degli obiettivi climatici del Green Deal

europeo. Gli oneri dell'EU ETS potrebbero aumentare per Eni nel medio periodo, anche alla luce del nuovo "Fit for 55 package", pubblicato il 14 luglio 2021, che prevede, tra gli altri, un'ulteriore riduzione dell'allocation gratuita di quote di emissione e l'inclusione nell'EU ETS anche dei settori building, trasporti su strada, settore marittimo, con entrata in vigore a regime a partire dal 2027. È ipotizzabile che a medio-lungo termine tali costi di compliance aumentino in misura significativa, sebbene nel breve periodo, l'attuale contesto geopolitico ha contribuito a rallentare l'introduzione di nuovi meccanismi di carbon pricing e il rafforzamento di quelli esistenti e, in alcuni casi (es. USA), ad adottare un approccio di incentivazione diretta. L'adozione di provvedimenti finalizzati a ridurre il consumo d'idrocarburi o l'introduzione di restrizioni dell'attività estrattiva potrebbero determinare l'aumento dei costi operativi e un rischio di riduzione delle prospettive di crescita con conseguenti impatti di breve, medio e lungo termine. Ove ciò si verificasse, potrebbe risultare necessaria una modifica della strategia di decarbonizzazione da parte del Gruppo e possibilmente un'accelerazione del piano di investimenti di decarbonizzazione con il rischio di ritorni inferiori o di maggiori costi, con conseguenti effetti negativi per i risultati economici, il flusso di cassa e le prospettive di Eni.

Legale: alcuni soggetti pubblici e privati hanno avviato procedimenti giudiziali nei confronti delle principali compagnie Oil & Gas, reclamando la loro responsabilità per gli impatti connessi al climate change e ai diritti umani, nonché per pratiche di cd. "greenwashing". I piani di sviluppo ed operativi, la capital allocation e le strategie aziendali delle società Oil & Gas sono sottoposti a uno scrutinio sempre più rigoroso e a una pressione crescente da parte della società civile e di vari gruppi di stakeholder che spingono per una più rapida evoluzione del modello di business dei player del settore in coerenza con il percorso di decarbonizzazione, in particolare in Europa e negli Stati Uniti d'America. In questo quadro si inseriscono gli sviluppi rilevanti occorsi in campo legale e di governance societaria nei confronti di grandi compagnie internazionali dell'Oil & Gas. Una corte civile dei Paesi Bassi accogliendo le istanze di ricorrenti organizzazioni ambientaliste ha intimato a una compagnia petrolifera internazionale di ridurre le emissioni di gas a effetto serra (comprese quelle derivanti dall'uso dei prodotti - Scope 3) del 45% rispetto al livello 2019 entro il 2030, argomentando la sentenza sulla base di principi internazionali a tutela dei diritti umani e della legge non scritta del dovere di curare la riduzione delle emissioni (duty-of-care). Negli USA, gli azionisti di minoranza di alcune grandi compagnie petrolifere hanno ottenuto la nomina di alcuni membri del consiglio con orientamenti fortemente ambientalisti o, in un altro caso, l'approvazione di una risoluzione assembleare che, per quanto non vincolante, richiede una significativa riduzione delle emissioni sia dirette sia quelle connesse al consumo dei prodotti. Recentemente, un gruppo di investitori istituzionali ha citato a giudizio presso una corte londinese una grande compagnia petrolifera internazionale lamentando la presunta, inefficace gestione dei rilevanti rischi climatici e di transizione della compagnia da parte del consiglio di amministrazione, che in tale aspetto avrebbe violato il dovere statutario di diligenza dovuta.

Questi eventi dimostrano come le istituzioni e gli stakeholder stiano mettendo in discussione la licenza sociale ad operare delle società petrolifere occidentali percepite poco virtuose o restie ad adattare il proprio modello di business e i processi di capital allocation allo scenario di decarbonizzazione, creando nuovi profili di rischio per gli operatori, soprattutto in campo legale. Il verdetto della corte olandese potrebbe aprire la strada all'avvio di cause simili nei confronti delle società Oil & Gas in altre giurisdizioni ampliando potenzialmente l'ambito delle responsabilità connesse alle emissioni di gas serra includendo nuove violazioni o fattispecie di reato (i diritti umani, l'ecocidio). Questi rischi si aggiungono a quelli più tradizionali quali per esempio le azioni pendenti presso diversi tribunali, in particolare presso le corti statunitensi in alcuni delle quali Eni è parte, finalizzate all'ottenimento del risarcimento dei danni economici e perdita di reddito potenzialmente riconducibili al cambiamento climatico.

Reputazionale: le compagnie Oil & Gas vengono sempre più percepite da parte delle istituzioni e della società civile tra i responsabili primari del cambiamento climatico. Campagne mediatiche di sensibilizzazione da parte di organizzazioni ambientaliste, risoluzioni degli azionisti in assemblea, disinvestimenti da parte di alcuni investitori, sono inoltre sempre più orientate a una maggiore trasparenza sull'impegno concreto delle compagnie Oil & Gas per la transizione energetica. I piani di lungo termine del settore sono ormai oggetto di crescente scrutinio da parte di investitori che utilizzano in via sistematica rating ESG e benchmark climatici come uno dei parametri fondamentali per le decisioni d'investimento/finanziamento, nell'ottica di allineare i propri portafogli ai target "net zero". Nel corso della COP 26, circa 450 istituzioni finanziarie, hanno annunciato l'impegno di limitare le emissioni di GHG nei loro portafogli di investimento, aderendo alla "Glasgow Financial Alliance for Net Zero (GFANZ)". Ad un anno dal lancio dell'iniziativa, circa la metà delle società hanno fissato un obiettivo di riduzione delle emissioni al 2030, allineato a scenari 1,5°C e inclusivo delle emissioni finanziate (Scope 3). Queste iniziative del sistema finanziario e delle società di gestione del risparmio dimostrano il rischio emergente di un progressivo disimpegno dei prestatori di capitale dal settore Oil & Gas dovuto alla necessità degli asset manager e delle banche di dare seguito al mandato ESG e di conseguire gli obiettivi emissivi veicolando le risorse finanziarie verso settori economici/aziende allineati agli obiettivi di Parigi. Recentemente, alcuni grandi banche e istituzioni finanziarie (Lloyds, HSBC, per citare alcuni esempi) hanno annunciato l'intenzione di interrompere da subito il finanziamento diretto di nuovi progetti Oil & Gas, segnalando un trend emergente di accelerazione del disimpegno del mondo finanziario dagli idrocarburi. Questo potrebbe comportare difficoltà di accesso al mercato dei capitali e una crescente pressione sui titoli delle società Oil & Gas, con conseguente aumento dei costi di finanziamento e del rischio equity. Sulla base di queste considerazioni, alcune società di rating hanno valutato di eseguire un "downgrading" del settore Oil & Gas citando i rischi della transizione energetica, l'accelerazione del timing della "peak hydrocarbons demand" e la crescente adozione del mandato ESG nelle decisioni d'investimento di fondi e istituzioni finanziarie.

Mercato: Il panorama energetico mondiale si trova ad affrontare importanti sfide nei prossimi anni, dovendo bilanciare la crescita dei consumi di energia e l'urgenza di fronteggiare il cambiamento climatico. Per modellare l'evoluzione del sistema energetico in ragione di tali sfide, l'Agenzia Internazionale dell'Energia (IEA) sviluppa una serie di scenari di riferimento, tra cui lo Stated Policies Scenario (STEPS) e l'Announced Pledges Scenario (APS)¹ e scenari decarbonizzati che identificano, con una logica backcasting², le azioni necessarie al raggiungimento dei principali obiettivi energetici di sviluppo sostenibile (tra cui il pieno accesso all'energia e il contenimento dell'incremento della temperatura media globale). Questi sviluppi potrebbero determinare un declino strutturale della domanda d'idrocarburi nel lungo termine. Nonostante Eni stia da tempo attuando una strategia di riposizionamento del portafoglio che vede la progressiva riduzione del peso degli idrocarburi a beneficio della crescita della produzione di energie rinnovabili e carburanti eco-compatibili, attualmente il business legacy della E&P costituisce ancora la principale fonte di redditività e di generazione di cassa del Gruppo. Qualora la domanda d'idrocarburi per effetto degli sviluppi di mercato/tecnologici si riduca in maniera più rapida rispetto alle nostre aspettative, ne conseguirebbero effetti negativi rilevanti sulle prospettive di crescita, i risultati operativi, il cash flow e i ritorni per gli azionisti.

Tecnologico: la necessità di costruire un modello di consumo finale dell'energia a basso impatto carbonico favorirà lo sviluppo tecnologico a basse e zero emissioni di carbonio nel campo della produzione e dello stoccaggio di energia da fonti rinnovabili che potrebbe avere impatti sulla domanda di idrocarburi. Per raggiungere gli obiettivi climatici internazionali sarà inoltre necessario accelerare nello sviluppo di tecnologie volte alla cattura e alla riduzione delle emissioni GHG, alla produzione di idrogeno da gas nonché tecnologie che supportino il controllo delle emissioni di metano lungo la filiera produttiva dell'Oil & Gas. L'innovazione tecnologica riveste un ruolo chiave nei piani di transizione del settore energetico, come delineato dai principali scenari decarbonizzati tra cui il NZE2050 della IEA, che vede circa il 50% delle riduzioni emissive al 2050 correlato a tecnologie attualmente in fase dimostrativa o pilota. Il potenziale fallimento e la conseguente mancata diffusione di una determinata tecnologia a basse emissioni di carbonio, oltre che alla perdita di risorse impiegate, costituisce un rischio significativo per il settore.

Fisici: relativi all'intensificarsi di fenomeni meteorologici acuti e cronici nel medio-lungo periodo, quali, a titolo esemplificativo, uragani, inondazioni, siccità, desertificazione, innalzamento del livello degli oceani, scioglimento dei ghiacciai perenni e altri ancora, la cui crescente frequenza e intensità è correlata, da parte della comunità scientifica, al fenomeno del surriscaldamento globale. Eventi meteorologici estremi possono comportare interruzioni più o meno prolungate delle operazioni industriali e danni a impianti e infrastrutture, con conseguente perdita di risultato

e cash flow e incremento dei costi di ripristino e manutenzione oltre che avere un impatto sulle comunità e i servizi territoriali. Gli asset Eni sono localizzati secondo una distribuzione geografica che non determina concentrazioni significative di rischio. Unica eccezione è rappresentata dall'area del Golfo del Messico, con gli asset esposti al rischio uragani. Gli asset Eni sono comunque progettati secondo le normative vigenti per resistere a condizioni ambientali estreme e gestiti con procedure di emergenza per garantire la sicurezza delle persone e dell'ambiente. Relativamente ai fenomeni più graduali, come l'innalzamento del livello del mare o l'erosione delle coste, la vulnerabilità degli asset Eni interessati al fenomeno è limitata ed è quindi possibile ipotizzare ed attuare preventivi interventi di mitigazione per contrastare il fenomeno.

Resilienza della strategia Eni ai rischi climatici

Il management sta attuando una strategia di decarbonizzazione per mitigare l'impatto dei rischi correlati al cambiamento climatico sui risultati e sulle prospettive di crescita del Gruppo. Per approfondimento si rimanda al capitolo "Piano Industriale" e al Paragrafo "Neutralità Carbonica nel Lungo Termine" della sezione "Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario" (DNF). La gestione del rischio climate change comprende la regolare review del portafoglio di asset e di nuovi investimenti di sviluppo delle riserve di idrocarburi di Eni al fine di identificare e valutare i potenziali rischi emergenti connessi ai cambiamenti nei regimi regolatori in materia di emissioni, alle condizioni fisiche di conduzione delle operations e i potenziali impatti e opportunità legati alle azioni di adattamento ai cambiamenti climatici.

Come parte delle attività di verifica della congruità dei valori di iscrizione in bilancio delle attività non correnti di Eni, delle quali gli asset Oil & Gas rappresentano circa il 70%, il management esegue con cadenza regolare il test di recuperabilità sulla base delle indicazioni del principio contabile internazionale IAS 36. Tale verifica comprende assunzioni e giudizi soggettivi su variabili complesse e su orizzonti temporali estesi, quali i prezzi futuri degli idrocarburi, l'evoluzione del contesto operativo e dei costi. Gli scenari adottati da Eni per le valutazioni di recuperabilità degli attivi si basano sull'analisi dei fondamentali economici e della domanda e dell'offerta di lungo termine che considerano i rischi associati alla transizione energetica e sono oggetto di costante benchmark con le migliori stime disponibili sul mercato. Nonostante tali considerazioni, le stime dei valori recuperabili delle attività non correnti mantengono un'alea di incertezza e di variabilità. Uno degli strumenti più efficaci per valutarne la ragionevolezza è l'analisi di sensitività dei risultati a scenari alternativi come raccomandato dalla TCFD.

Il management ha sottoposto ad analisi di sensitività adottando lo scenario IEA NZE 2050 la tenuta del valore di libro del complesso delle CGU del settore E&P. Di seguito gli esiti della sensitivity analysis.

(1) Lo STEPS include tutte le politiche attuate e programmate dai Governi, mentre l'APS considera il raggiungimento nei tempi previsti di tutti gli obiettivi net zero annunciati dai Governi.

(2) Scenario a obiettivo definito.

	Headroom valore d'uso delle CGU O&G vs. Valori di libro eccedenza %		Assunzioni al 2050 in termini reali USD 2022		
	Costi CO ₂ deducibili	Costi CO ₂ non deducibili	Prezzo Brent (\$/bl)	Prezzo gas europeo (\$/mmbtu)	Costo CO ₂ (\$/ton)
Scenario Eni	>100%	-	43	5,5	Proiezioni costi CO ₂ EU/ETS + previsione costi di forestry
Haircut del 10% prezzi scenario Eni	80%	-	39	5,0	Proiezioni costi CO ₂ EU/ETS + previsione costi di forestry
Scenario IEA NZE 2050	55%	49%	24	3,8	250-180 per tonnellata di CO ₂ ^(a)

(a) Prezzo differenziato a seconda di economia classificata come "avanzata" o "emergente".

Rischi connessi alla situazione macroeconomica globale, agli eventi militari e alle conseguenze geopolitiche dell'aggressione militare russa dell'Ucraina

I risultati reddituali e i flussi finanziari attesi dal Gruppo nel 2023 sono esposti ai rischi di rallentamento dell'economia globale o di una possibile recessione con la conseguente riduzione delle aspettative di crescita della domanda di idrocarburi, anche per effetto delle politiche monetarie restrittive da parte delle banche centrali per contrastare la ripresa dell'inflazione che potrebbe comportare un "hard landing" dell'economia, in particolare degli USA, con conseguenze negative sulla domanda petrolifera dovute sia all'effetto diretto dei maggiori tassi d'interesse sulla crescita delle imprese, sia al possibile apprezzamento del dollaro USA che renderebbe più costoso il prezzo del greggio nelle altre valute.

Le tensioni geopolitiche a livello internazionale causate dall'invasione russa dell'Ucraina nonché dall'imposizione di sanzioni di vario ordine nei confronti della Russia e di soggetti russi aumentano i rischi sistemici. Il rischio del prolungarsi della guerra, il rischio di allargamento delle operazioni militari e della crisi geopolitica, nonché gli impatti delle sanzioni economiche imposte dalla comunità internazionale nei confronti della Russia possono incidere sull'attività produttiva mondiale, sulla catena delle forniture e sulla fiducia dei consumatori, delle imprese e degli investitori con conseguenti ritardi o arresti nelle decisioni di spesa e d'investimento. Il verificarsi di tali eventi potrebbe innescare un rallentamento del ciclo macroeconomico, una stagnazione o, nel peggiore dei casi, una recessione globale. Tali condizioni potrebbero determinare una riduzione della domanda delle materie prime energetiche e una conseguente riduzione dei prezzi, con ricadute negative sui risultati economici, il flusso di cassa e la realizzazione dei piani industriali del Gruppo.

La principale esposizione di Eni nei confronti della Russia riguarda i contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine con clausole di take-or-pay con la società russa Gazprom. I volumi di gas naturale approvvigionati dalla Russia hanno coperto il 28% degli acquisti totali di gas naturale effettuati dal Gruppo nel 2022 (40% nel 2021, inclusi i volumi forniti per la rivendita sul mercato turco).

L'UE ha inoltre adottato il piano REPowerEU per porre fine alla dipendenza dai combustibili fossili nei confronti della Rus-

sia il prima possibile e comunque prima del 2030, attraverso una serie articolata di misure e strumenti mirati al risparmio energetico, all'accelerazione della transizione energetica, alla diversificazione delle forniture e a procedure di autorizzazione degli investimenti più snelle.

Il Gruppo è conseguentemente esposto al rischio di interruzione unilaterale delle forniture di gas da parte di Gazprom o di eventuali obblighi di cessare il prelievo di gas naturale russo a causa di nuove restrizioni, di un divieto di commercio di gas naturale russo o in vista del raggiungimento degli obiettivi del piano REPowerEU che potrebbero determinare effetti negativi anche significativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

Nell'ottica di una progressiva riduzione del volume delle forniture russe approvvigionate dal Gruppo, anche in linea con l'obiettivo dell'Italia e dell'UE, il management di Eni ha pertanto intrapreso diverse iniziative volte ad incrementare e diversificare le forniture di gas naturale verso l'Italia e l'Europa al fine di sostituire completamente, entro il 2025, i volumi di gas naturale importato dalla Russia. Ciononostante, una carenza di forniture di gas naturale derivante da tale riduzione o interruzione di vendita potrebbe comportare, oltre ad un aumento ed un'elevata volatilità dei prezzi del gas naturale (e al conseguente aumento dei prezzi dell'elettricità e di altri beni che i consumatori utilizzano come sostituti del gas naturale), minori opportunità di vendita e una conseguente contrazione delle marginalità del Gruppo, con possibili effetti negativi anche significativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

Per limitare i rischi connessi agli impegni di vendita in caso di possibili default delle forniture di gas naturale russo, il Gruppo ha ridotto la campagna commerciale in vista del prossimo anno termico in modo da garantire la copertura degli obblighi contrattuali attivi con forniture di gas naturale provenienti da altre fonti, con questo rinunciando a possibili maggiori margini commerciali rispetto alla vendita nel mercato spot delle disponibilità di gas naturale russo con relativo impatto negativo su possibili ulteriori profitti perseguibili.

Rischi connessi alla volatilità del prezzo delle commodities

L'attività di Eni è esposta al rischio di fluttuazioni del prezzo del petrolio e del gas naturale, dei margini dei prodotti raf-

finati e dei prodotti petrolchimici e del prezzo dell'energia elettrica.

Il Gruppo non copre la propria esposizione alla volatilità dei prezzi delle commodities nell'attività di sviluppo e produzione degli idrocarburi, ad eccezione di particolari condizioni aziendali o di mercato. L'analisi di sensitività per l'anno 2023 prevede una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,13 miliardi a fronte di variazioni del Brent di 1 USD/barile rispetto al prezzo pianificato pari a 85 \$/bbl; si precisa che tale analisi di sensitività è ritenuta valida per variazioni di prezzo limitate rispetto a quello di pianificazione.

Il Gruppo ha stabilito procedure di gestione del rischio e stipula contratti derivati relativi alle commodities per coprire l'esposizione al rischio relativo alle attività commerciali, che deriva dalle diverse formule di indicizzazione tra i prezzi di acquisto e di vendita delle commodities. Tuttavia, la copertura potrebbe non operare come previsto.

In particolare, ove il ricorso a derivati non consentisse di coprire in tutto o in parte il rischio di prezzo a causa (i) di interventi sulla determinazione dei prezzi di vendita da parte delle competenti Autorità regolatrici, (ii) di provvedimenti amministrativi da parte dei governi finalizzati a introdurre un tetto ai prezzi di vendita senza consentire l'adeguamento tempestivo e proporzionale ad eventuali incrementi dei prezzi di approvvigionamento delle materie prime, e/o (iii) di introduzione di componenti tariffarie in capo a soggetti grossisti, rivenditori o importatori che, per via di impedimenti normativi o contrattuali, Eni non sia in grado di trasferire sul prezzo finale di vendita alla propria clientela, la mancata copertura dell'esposizione al rischio prezzo d'acquisto delle materie prime potrebbe determinare una riduzione dei ricavi e dei margini reddituali con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

Eni svolge attività di trading sulle commodities per ottimizzare i margini commerciali o per trarre profitto dalle variazioni attese dei prezzi di mercato delle commodities. Sebbene Eni abbia istituito procedure di gestione del rischio per monitorare e controllare tale attività di trading, questa attività comporta elementi di incertezza e Eni è esposto al rischio di subire perdite significative laddove i prezzi delle commodities dovessero variare in modo contrario alle proprie aspettative.

Rischi di cambio e di tasso d'interesse

L'Emittente è esposto al rischio di variazioni sfavorevoli dei tassi di cambio in quanto il bilancio consolidato di Eni è redatto in Euro, mentre le principali controllate estere, in particolare nel settore Exploration & Production, utilizzano il dollaro statunitense come valuta funzionale. L'analisi di sensitività per l'anno 2023 prevede una variazione del flusso di cassa operativo prima del capitale circolante al costo di rimpiazzo di circa €0,70 miliardi a fronte di variazioni di 5 centesimi del tasso di cambio USD/EUR; al riguardo si precisa che la predetta analisi di sensitività è stata ritenuta valida per variazioni limitate del

tasso di cambio e assumendo un cambio USD/EUR pari a 1,03 nel 2023.

Conseguentemente, sebbene l'Emittente centralizzi la gestione del rischio compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, il Gruppo è esposto ai seguenti rischi connessi alla variazione dei tassi di cambio: (i) il cd. rischio di cambio economico, ovvero il rischio che in caso di apprezzamento dell'Euro – in particolare nei confronti del dollaro USA – (a) i margini delle vendite degli idrocarburi di produzione quotate in dollari da parte delle società controllate aventi il dollaro come valuta funzionale diminuiscano di valore (giacché il Gruppo non adotta strumenti di mitigazione per tale tipologia di rischio) nonché (b) per le società del Gruppo aventi l'Euro come valuta funzionale, l'esposizione al rischio cambio cd. rischio di cambio transattivo relativo ad operazioni denominate in valute diverse dall'Euro, qualora tali operazioni non siano mitigate attraverso opportune azioni di gestione del rischio (derivati o compensazioni tra operazioni di segno opposto); (ii) il cd. rischio di cambio di traduzione, derivante dalla circostanza che l'Emittente nella redazione del bilancio consolidato converta in Euro gli attivi netti delle società con valute funzionali diverse dall'Euro con oscillazioni sul patrimonio netto consolidato e quindi sugli indici di bilancio.

Pertanto, le fluttuazioni dei tassi di cambio potrebbero influenzare negativamente i risultati, l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto consolidato, espressi in Euro nei bilanci del Gruppo.

Il Gruppo è esposto alle variazioni dei tassi d'interesse in proporzione alla quota di indebitamento a tasso variabile.

Maggiori informazioni sul rischio mercato sono fornite nella nota n. 28 al bilancio consolidato.

Rischi di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che il Gruppo non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire adeguate fonti di finanziamento o che il Gruppo non sia in grado di liquidare le proprie attività sul mercato per far fronte alle esigenze finanziarie di breve termine.

Tale situazione potrebbe avere un impatto negativo sui risultati economici e sui flussi di cassa del Gruppo, in quanto comporterebbe per Eni un aumento degli oneri finanziari per far fronte alle proprie obbligazioni, o nel peggiore degli scenari, una situazione di insolvenza che pone a rischio la continuità aziendale.

Prolungati periodi di restrizione dei mercati finanziari, ovvero l'impossibilità per Eni di accedere ai mercati finanziari (compresi i casi in cui ciò sia dovuto alla posizione finanziaria di Eni o ai feedback di mercato relativi alle prospettive dell'Emittente), potrebbero determinare l'incorrere da parte del Gruppo in costi di finanziamento significativamente più elevati rispetto al passato o una difficoltà nel reperire liquidità sul mercato e le risorse finanziarie necessarie a finanziare i piani di sviluppo, mettendo quindi a rischio la capacità dell'Emittente di

mantenere programmi di investimento a lungo termine, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

L'aggressione militare russa nei confronti dell'Ucraina ha innescato una fase di estrema volatilità nei mercati delle commodity energetiche a causa dei timori di possibili interruzioni nei flussi di export di prodotti russi (quali ad esempio il gas) e delle sanzioni adottate dalla comunità internazionale nei confronti dei settori finanziario ed energetico russi. Tale situazione ha generato la necessità per il Gruppo di ricorrere a maggiori riserve di liquidità in relazione ai maggiori fabbisogni per l'operatività in derivati su commodity che impongono ai trader di costituire presso i commodity exchange o le istituzioni finanziarie controparti, depositi liquidi a garanzia dell'adempimento delle obbligazioni contrattuali sottostanti (consegna/ritiro della merce o settlement del differenziale di prezzo).

L'ammontare di tali depositi liquidi a garanzia dell'adempimento delle obbligazioni contrattuali sottostanti è correlato al valore delle esposizioni outstanding del Gruppo e quindi al valore dei prezzi delle commodity energetiche; pertanto, in caso di nuove fasi di volatilità e di conseguente aumento delle esposizioni in essere del Gruppo in relazione all'andamento dei prezzi delle commodity energetiche, potrebbe esser richiesto al Gruppo di incrementare l'ammontare dei depositi liquidi a garanzia delle operazioni, in modo da rispettare l'obbligo contrattuale iniziale di copertura degli sbilanci (richiesta di integrazione del margine "margin call").

L'eventuale necessità di incrementare tali depositi potrebbe avere effetti negativi, anche significativi, sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

Rischio controparte

Il Gruppo è esposto al rischio di potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti. Le controparti potrebbero essere inadempienti all'obbligo di pagare a scadenza le fatture per le forniture di prodotti Eni o altri addebiti da parte del Gruppo nel normale svolgimento delle operazioni. In caso di tali rischi o di situazioni di default delle controparti, il Gruppo incorre in perdite su crediti con impatti negativi sulla generazione di cassa.

L'aumento molto rilevante dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica ha incrementato in misura significativa le esposizioni verso i clienti industriali di grandi dimensioni, rendendo opportuna una revisione al rialzo del tasso di perdita attesa su crediti per incorporare un accresciuto rischio congiunturale.

Nel settore Exploration & Production, l'Emittente è esposto al rischio di credito a causa della volatilità dello scenario prezzi delle commodity (dovuta alle incertezze concernenti la stabilità della ripresa economica) che si riflette nelle prospettive finanziarie di molti Paesi produttori di petrolio, determinando un impatto negativo sui ricavi petroliferi da tali Paesi. Le difficoltà finanziarie di questi Paesi si sono estese alle compagnie petrolifere statali e altre agenzie nazionali che sono partner del

Gruppo nell'esecuzione di progetti Oil & Gas o che acquistano la produzione equity del Gruppo nei diversi progetti Oil & Gas. L'esposizione di credito maggiore riguarda controparti in Nigeria per €611 milioni al 31 dicembre 2022 (€681 milioni al 31 dicembre 2021), relativa alla quota dei costi di sviluppo di competenza dei partner della joint venture in progetti petroliferi operati dal Gruppo nei quali il Gruppo anticipa tutti i costi dell'iniziativa e provvede a riaddebitarli, ciascuno per la propria quota, alla compagnia petrolifera di Stato NNPC e ai partner locali mediante il meccanismo della cash call. L'esposizione verso la compagnia di Stato si è normalizzata nel corso del 2022 grazie a una maggiore puntualità nell'adempimento delle cash call. L'esposizione nei confronti di una società petrolifera locale privata è aumentata a causa delle contestazioni avanzate da quest'ultima relative agli ammontari addebitati, comportando la sostanziale sospensione dei pagamenti degli importi dovuti a Eni che sono continuati a maturare. A tal riguardo, sono state avviate le procedure arbitrali per la risoluzione delle relative dispute.

Sono in essere crediti per €566 milioni al 31 dicembre 2022 (€538 milioni al 31 dicembre 2021) relativi al valore recuperabile delle fatture gas scadute nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture della joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol. Nel corso del 2022, a fronte del benessere delle Autorità degli Stati Uniti d'America nell'ambito del quadro sanzionatorio nei confronti del Venezuela, sono state effettuate alcune operazioni di compensazione del credito mediante ritiri di petrolio di proprietà di PDVSA che hanno consentito di limitare l'incremento dello scaduto.

Un eventuale inasprimento delle difficoltà economiche delle controparti del Gruppo potrebbe avere un impatto negativo su risultati, flussi di cassa e condizioni finanziarie del Gruppo nonché sulla capacità dell'Emittente di adempiere ai propri impegni connessi al Prestito Obbligazionario.

Rischi connessi alle sanzioni economiche e finanziarie

Il Gruppo svolge la propria attività anche sul piano internazionale e, di conseguenza, è esposto al rischio di violazione di eventuali programmi sanzionatori di natura economica e finanziaria, con possibili conseguenze negative sulla sua attività, sulle sue prospettive nonché sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria. In particolare, ad oggi risultano particolarmente rilevanti i programmi sanzionatori adottati nei confronti del Venezuela e della Russia.

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

Per quanto concerne invece la Russia, in seguito all'invasione russa dell'Ucraina, a partire da febbraio 2022 sono state adottate sanzioni particolarmente severe da parte, inter alia, dell'Unione Europea, del Regno Unito e degli Stati Uniti d'America. Nell'ambito di tali sanzioni, e delle relative contromisure adottate dalla Federazione Russa, Eni ha deciso di aderire – in via temporanea e senza pregiudizio ai propri diritti contrattuali – a una nuova procedura di pagamento delle forniture di gas russo, richiesta dal fornitore Gazprom Export in esecuzione delle contromisure legislative russe. L'adesione a tale nuova procedura di pagamento è avvenuta dopo averne valutato la compatibilità con il regime sanzionatorio in essere e dopo aver ottenuto il benestare preventivo delle Autorità italiane, responsabili di verificare il rispetto e l'eventuale applicazione del regime delle sanzioni UE.

Si precisa che Eni ha avviato, in via precauzionale, un arbitrato internazionale ai sensi della legge svedese (conformemente a quanto previsto dai relativi contratti) per chiarire le incertezze derivanti dalla nuova procedura di pagamento nonché la corretta allocazione dei costi e dei rischi.

Si segnala che nel 2022 non sono state irrogate sanzioni nei confronti del Gruppo nell'ambito di programmi di sanzioni economiche e finanziarie.

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

Rischi connessi all'utilizzo di fonti di energia alternative e rinnovabili

Il Gruppo è attivo da alcuni anni nello sviluppo e nella realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e, nel 2021, l'Emittente ha conferito il ramo d'azienda "Attività rinnovabili Italia" a Plenitude.

Lo sviluppo e la realizzazione di impianti per la generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono soggetti a processi autorizzativi lunghi e complessi e richiedono investimenti di rilevante entità che vengono recuperati in base ai ricavi generati nel corso della vita utile degli impianti. Gli investimenti necessari per lo sviluppo e la costruzione di un impianto variano, tra l'altro, in base ai costi dei materiali e delle componenti impiantistiche, delle opere civili, delle attività di installazione e di interconnessione con la rete di trasmissione, nonché alle tempistiche e disponibilità dei suddetti elementi. Tali elementi potrebbero essere soggetti ad aumenti di prezzi e/o a riduzioni di disponibilità, anche in conseguenza dell'accelerazione dei processi autorizzativi volti alla riduzione della dipendenza energetica dalla Russia, fenomeno di tendenza negli obiettivi governativi, tra cui quelli italiani.

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

In aggiunta a quanto sopra, il business delle rinnovabili è influenzato da fattori quali (i) le politiche di incentivazione alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, (ii) eventuali malfunzionamenti e interruzioni dell'operatività degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, (iii) l'evoluzione tecnologica e (iv) le variazioni climatiche.

Le politiche di incentivazione alla generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, che alla data del presente documento sono state adottate dalla maggior parte dei Paesi in cui il Gruppo opera, possono incidere in maniera significativa sulle prospettive reddituali della produzione da fonti rinnovabili per gli operatori del settore. Eventuali mutamenti o ridimensionamenti di tali politiche, anche attraverso misure fiscali temporanee o straordinarie, in determinati Paesi potrebbero indurre il Gruppo a modificare o ridurre i suoi piani di sviluppo, nonché incidere negativamente sull'economicità della produzione da alcune fonti, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

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

In merito all'evoluzione tecnologica, il Gruppo deve aggiornare continuamente le proprie tecnologie, anche effettuando, direttamente o in collaborazione con altri enti, attività di ricerca e sviluppo, in quanto il settore delle rinnovabili è caratterizzato dalla necessità di una costante attività di ricerca ed innovazione delle tecnologie utilizzate al fine di mantenere competitivo il costo dell'energia prodotta. Qualora il Gruppo non fosse in grado di acquisire o sviluppare in maniera adeguata le tecnologie disponibili sul mercato, lo stesso potrebbe dover

modificare o ridurre i propri obiettivi di sviluppo in determinate tecnologie ovvero vedere ridotta l'efficienza dei propri impianti e dei propri servizi offerti, con conseguenti possibili effetti negativi sulla reputazione, sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Da ultimo, nel settore delle rinnovabili, in particolare ove l'energia venga generata da fonte eolica e solare, la disponibilità di tali fonti varia in funzione delle condizioni climatiche dei siti in cui si trovano i relativi impianti. Eventuali condizioni climatiche avverse ovvero non in linea con quelle attese possono comportare una minore produttività e redditività degli impianti del Gruppo. L'eventuale perdurare di condizioni meteorologiche avverse potrebbe comportare una riduzione dei volumi di energia elettrica prodotti dal Gruppo ovvero, al contrario, un eccesso dei volumi offerti che potrebbe comportare una riduzione, anche significativa, dei prezzi, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Rischio paese

Al 31 dicembre 2022, circa l'81% delle riserve certe di idrocarburi del Gruppo risulta localizzato in Paesi non OCSE, principalmente in Africa, Asia Centrale e Medio Oriente che per varie ragioni sono caratterizzati da un minore grado di stabilità non solo politica, sociale ed economica ma anche normativa rispetto ai Paesi dell'OCSE. Tale instabilità e incertezza anche del quadro legislativo può causare eventi destabilizzanti quali conflitti interni, rivoluzioni, instaurazione di regimi non democratici, disordine sociale, scioperi, atti di vandalismo alle infrastrutture, furti di petrolio dalle pipeline e altre forme di disordine civile e fenomeni simili tali da compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche e di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi.

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

Nello scenario corrente, il Gruppo Eni è esposto ad un maggiore profilo di rischio in relazione alla propria operatività in Venezuela, Nigeria e Libia.

Il Venezuela attraversa una crisi strutturale economica e finanziaria causata dalla contrazione delle entrate del settore petro-

liero che hanno risentito sia della crisi connessa al COVID-19, sia delle sanzioni USA volte a colpire il settore petrolifero del Paese, il Governo venezuelano e le società di Stato del petrolio. L'outlook finanziario del Paese rappresenta un rischio per il recupero dell'investimento Eni nel progetto Perla, un grande giacimento offshore a gas, operato dalla società locale Cardón IV, joint venture paritetica con un'altra compagnia petrolifera internazionale. Gli investimenti e le riserve in altri progetti Eni nel Paese sono stati completamente svalutati in precedenti reporting period a causa dei rischi connessi all'ambiente operativo. Correntemente il capitale investito Eni nel Paese ammonta a circa €1,1 miliardi, relativi principalmente ai crediti commerciali scaduti verso la società di Stato Petróleos de Venezuela SA ("PDVSA") per le forniture del gas equity del giacimento Perla, la cui recuperabilità è resa difficoltosa dal regime sanzionatorio USA. Alla fine del 2022 l'ammontare dei crediti commerciali vs. PDVSA non è sostanzialmente aumentato rispetto al 2021 in quanto a seguito del comfort sanzioni ottenuto dalle competenti Autorità statunitensi nel maggio 2022, sono stati ottenuti alcuni rimborsi in natura dei crediti in essere mediante assegnazione di carichi di greggio di proprietà PDVSA.

In Nigeria, il Gruppo ha delle esposizioni creditizie a rischio relative al finanziamento dei progetti Oil & Gas del Paese, di cui Eni, in qualità di operatore, sostiene i costi di sviluppo addebitandoli, ciascuno per la propria quota, alla compagnia petrolifera di Stato NNPC e ai partner locali.

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

La Libia uno dei principali Paesi di presenza Eni in termini di volumi produttivi e contributo ai risultati consolidati ha attraversato un lungo periodo di instabilità politico-sociale e di tensioni interne conseguenti alla rivoluzione armata del 2011 e al cambio del regime di allora. Gli eventi del 2011 che determinarono il blocco totale delle attività Eni nel Paese per quasi un anno, ebbero ricadute rilevanti sui risultati di allora. Negli anni successivi, la situazione di continua instabilità sociale e politica, sfociata in più riprese in atti di ostilità, scontri armati e tensioni tra le due fazioni che si contendono la guida del Paese, ha compromesso in diverse circostanze la regolarità e la sicurezza delle operazioni Eni. Gli ultimi eventi d'instabilità risalgono alla seconda metà del 2021, con la ripresa della contrapposizione tra il Governo di Unità Nazionale insediato a Tripoli e l'autonominato Governo di Stabilità Nazionale insediato nella parte est del Paese. Ne sono conseguiti atti di ostilità e di guerriglia che hanno portato al blocco quasi totale della produzione petrolifera nella parte est del Paese, alla chiusura dei terminali di esportazione e alla dichiarazione di forza maggiore su alcuni asset partecipati da Eni ad aprile 2022, revocata poi nel mese di luglio 2022 grazie

a un accordo tra le parti. Le produzioni offshore (in particolare Bahr Essalam) e onshore nella zona di Tripoli si sono svolte con continuità. Nel 2022 la produzione equity Eni in Libia è stata di 165 mila boe/giorno, in linea con le attese del management. Sebbene la società di Stato libica abbia espresso l'intenzione di rilanciare il settore petrolifero del Paese anche con sviluppi d'interesse per Eni, come evidenziato dal recente accordo tra Eni e la società di Stato NOC per lo sviluppo del progetto offshore "Strutture A&E", la situazione d'instabilità interna rende l'ambiente operativo imprevedibile ed estremamente volatile. Il management ritiene che la situazione geopolitica libica continui a costituire un fattore di rischio rilevante per Eni. Anche se l'incidenza della produzione della Libia sul totale di Gruppo (attualmente intorno al 10%) è stata ridotta in questi ultimi anni grazie alla strategia di Gruppo di bilanciare il rischio paese attraverso l'espansione in aree a elevato grado di stabilità politica, la Libia rimane uno dei principali Paesi Eni in termini di utili e redditività. L'evoluzione del contesto economico, finanziario e politico dei Paesi in cui opera il Gruppo potrebbe influire sulle scelte operative e di investimento di Eni che potrebbe anche, in ultima istanza, decidere di ridimensionare la presenza del Gruppo in determinate aree, con conseguenti possibili ripercussioni negative sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

Rischi connessi all'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, all'impossibilità di rimpiazzo delle riserve e alle incertezze nelle stime delle riserve di petrolio e di gas naturale e alle riserve non ancora sviluppate

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

Rischi economici

Il rischio minerario è l'aleatorietà dell'attività esplorativa che può avere esito negativo a causa della perforazione di pozzi sterili o della scoperta di quantità di idrocarburi non economiche; mentre nelle attività di sviluppo è rappresentato dal rischio di sottoperformance dei reservoir e di recupero di volumi di idrocarburi inferiori alle stime iniziali. I progetti di sviluppo delle riserve d'idrocarburi convenzionali sono investimenti di medio-lungo termine, esposti al rischio di ritorni economici inferiori al costo del capitale a causa di costi superiori a quelli pianificati, possibili ritardi nell'avvio della produzione e della volatilità del prezzo degli idrocarburi che potrebbero essere

inferiori rispetto a quelli sulla cui base Eni ha preso la decisione finale di investimento (FID). Inoltre, numerosi rischi di execution possono penalizzare i ritorni di tali progetti, quali difficoltà tecniche impreviste, mancato rispetto dei tempi/budget da parte dei fornitori di infrastrutture critiche (navi FPSO, piattaforme, impiantistica upstream), efficacia dei global contractors, puntuale rilascio delle autorizzazioni da parte delle Autorità di Stato e ritardi nelle fasi di commissioning.

I livelli futuri di produzione Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'efficacia e l'efficienza delle attività di sviluppo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero dei giacimenti in produzione e l'esito dei negoziati con gli Stati detentori delle licenze. L'insuccesso nell'ottenere adeguati tassi di rimpiazzo delle produzioni con nuove riserve scoperte o "better performance" dei giacimenti potrebbero avere impatti negativi rilevanti sulle prospettive di crescita del Gruppo, sui risultati, il cash flow, la liquidità e i ritorni per l'azionista.

Il time-to-market delle riserve è un fattore critico per la redditività dell'industria petrolifera, considerata la complessità tecnologica e realizzativa dei progetti, l'esposizione finanziaria durante la fase realizzativa e il differimento temporale dei cash flow positivi. Ogni ritardo nell'ottenimento del first oil o first gas comporta un peggioramento della redditività dei progetti. Lo sviluppo e messa in produzione delle riserve scoperte comporta normalmente un insieme complesso di attività con lunghi tempi di esecuzione: verifica della fattibilità economico-tecnica con possibili ulteriori fasi di appraisal della scoperta, definizione del piano di sviluppo con i partner industriali dell'iniziativa, compresa la first party di Stato, ottenimento delle autorizzazioni da parte dello Stato host, il project financing, l'ingegneria di front-end e di dettaglio e la realizzazione di pozzi e impianti, piattaforme, unità di floating production, centri di trattamento, linee di export e altre facilities critiche. Durante la fase realizzativa, la Compagnia è esposta finanziariamente a causa del differimento temporale dei cash flow positivi che si manifestano a partire dal first oil/gas consentendo il recupero del capitale nell'arco di anni. Ritardi nell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni o nelle fasi di costruzione, errori di progettazione, ritardi nel recupero di costi investimenti per difficoltà della First Party o altri eventi simili possono determinare slittamenti nei tempi di avvio della produzione e un incremento dei costi, con ricadute significative sulla redditività del progetto. La complessità dell'ambiente circostante è un ulteriore fattore di rischio per i tempi e i costi di realizzazione dei progetti (condizioni metereologiche, temperature, offshore profondo e ultra-profondo, tutela dell'ecosistema, ecc.). I progetti di sviluppo sono esposti ai rischi di cost overrun in funzione dell'evoluzione dell'ambiente operativo. Per il 2023 sono prevedibili strozzature nelle catene di fornitura e nella logistica nonché incrementi del costo dei fattori produttivi quali materie prime (acciaio, cemento), lavoro specializzato e altri input. Le daily rate di rig e altri mezzi navali di perforazione e sviluppo sono attese in crescita a causa della disciplina finan-

ziari adottata dal settore dei servizi all'industria, che durante la crisi del COVID-19 per fronteggiare il calo di commesse da parte del settore cliente ha ridotto in maniera drastica gli investimenti di upgrading e potenziamento della flotta; pertanto le società petrolifere sono esposte al rischio di competere rispetto a un'offerta limitata di unità di perforazione e altri mezzi. Per quanto riguarda il contenimento della pressione inflazionistica, i progetti per i quali sono stati già assegnati i contratti sono esposti a minori rischi di aumenti di costo, mentre per i progetti in fase di commitment la Società adotterà opportune strategie d'acquisto per limitare gli incrementi di costo (ad es. master agreement per massimizzare le economie di volume, indicizzazione degli acquisti a indici pubblici per beneficiare di eventuali inversioni di tendenza nei prezzi delle materie, miglioramento dei meccanismi competitivi delle gare, ecc.).

Rimpiazzo delle riserve

La redditività futura di Eni dipende dall'accuratezza delle stime delle riserve certe e delle previsioni relative ai tassi futuri di produzione, alle proiezioni di costi operativi e di sviluppo futuri e ai tempi di sostenimento dei costi. Tali stime dipendono da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, quali: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) le modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso delle riserve; (v) le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima.

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

Il Gruppo potrebbe non ottenere adeguati tassi di rimpiazzo delle riserve prodotte con nuove riserve scoperte o un migliore rendimento da parte dei giacimenti ovvero potrebbe incorre-

re in insuccessi delle attività di esplorazione o nella mancata scoperta di ulteriori riserve commerciali con una conseguente riduzione della produzione futura di petrolio e gas naturale, che dipende in larga misura dal tasso di successo dei progetti di esplorazione e dall'efficienza delle attività di sviluppo nel recuperare i volumi inizialmente stimati.

Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono comportare significati revisioni negative di stima delle riserve certe. Le revisioni negative delle quantità stimate di riserve di Eni potrebbe avere un impatto negativo sulle prospettive di business, sui risultati operativi, sui flussi di cassa e sulla liquidità del Gruppo.

Rischi operativi

L'attività upstream è esposta a specifici rischi operativi. A causa della natura degli idrocarburi (infiammabilità, tossicità, ecc.), delle caratteristiche dei giacimenti (temperatura, pressione, profondità) e della tipologia di operazioni necessarie all'estrazione e al trattamento dei prodotti, l'attività di upstream è esposta ai rischi di eventi dannosi a carico della salute e della sicurezza delle persone, dell'ambiente e della proprietà, quali il rilascio incontrollato di petrolio o gas naturale da un pozzo a seguito di un incidente di pozzo (cd. "blowout"), collisioni marine, malfunzionamenti delle apparecchiature e conseguenti sversamenti di petrolio, fuoriuscite di gas, esplosioni pozzi e di piattaforme o unità galleggianti di produzione e stoccaggio e altri eventi simili che potrebbero essere di entità tale da causare perdite di vite umane, disastri ambientali, danni alla proprietà, inquinamento dell'aria, dell'acqua e del suolo e altre conseguenze negative. Tali rischi sono potenzialmente maggiori per le attività svolte nell'offshore e deep offshore a causa della maggiore complessità e difficoltà delle operazioni di contenimento e recupero delle fuoriuscite di petrolio in mare aperto. Al 31 dicembre 2022 la produzione offshore del Gruppo ha rappresentato una quota rilevante di quella complessiva pari a circa il 71%. Al riguardo, si segnala che il Gruppo ha in essere coperture assicurative per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi e alla proprietà, agli attivi industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso di incidente. Ciononostante, il verificarsi di eventi dannosi di ampie proporzioni, quali l'incidente che si verificò al pozzo Macondo nel Golfo del Messico nel 2010, non potrebbe se non in minima parte essere coperto dalla capacità assicurativa disponibile sul mercato e comporterebbe a carico del Gruppo il riconoscimento di oneri e passività di ammontare straordinario determinando impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione.

Rischio operation e connessi rischi in materia di hse

Le attività industriali Eni nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni

petrolchimiche e del trasporto degli idrocarburi sono esposte per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche delle materie prime e dei prodotti (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, fenomeni atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nell'ambiente, emissioni nocive. Tali rischi sono influenzati dalle specificità degli ambiti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blowout, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline, gravi fenomeni d'inquinamento del suolo, delle falde acquifere o dell'aria causati anche nelle day-to-day operations potrebbero comportare modeste perdite di petrolio o altri contaminanti o piccole fuoriuscite di gas (cosiddette fuggitive) a causa di mancata manutenzione, tubature o infrastrutture corrose od obsolete, mancati controlli o altri fattori, che se protratte nel tempo potrebbero causare. Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, sia a livello nazionale/locale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali.

Le norme a tutela dell'ambiente impongono misure che prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano o vietano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti. Norme volte a prevenire l'impatto sulla biodiversità, la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamano gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una significativa voce di costo ricorrente del bilancio. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Tuttavia, nonostante tali misure e precauzioni, non è possibile escludere del tutto il rischio di accadimento di incidenti e altri eventi dannosi quali quelli sopra descritti o di incorrere in passività ambientali che potrebbero avere impatti

potenzialmente rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla sua reputazione, nonché sui ritorni per gli azionisti.

In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione ad alcuni siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche poi chiuse dismesse o liquidate; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché la Compagnia ritiene di non essere responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora o per situazioni d'inquinamento provocato da precedenti operatori ai quali è subentrata nella gestione di tali siti, Eni è stata citata in giudizio da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri) e da privati per la realizzazione di interventi di bonifica e per il risarcimento di eventuali danni in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. In alcuni casi, i manager e il personale di Eni sono parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro ambientale o per asseriti reati contro l'incolumità pubblica, facendo scattare in capo a Eni la responsabilità amministrativa dell'ente.

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

Evoluzione della regolamentazione ambientale

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

aree, restrizioni sulla produzione, controlli sul rispetto del programma lavori e altri divieti/obblighi.

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

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

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

Dal 3 giugno 2021, sono disponibili in Italia le linee guida per la prevenzione dei danni ambientali UNI/PdR 107:2021 "Ambiente Protetto - Linee guida per la prevenzione dei danni all'ambiente - Criteri tecnici per un'efficace gestione dei rischi ambientali". La prassi di riferimento definisce le Linee guida

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

A supporto della strategia di decarbonizzazione, è stato svolto un programma di energy assessment che ha coinvolto la maggioranza dei siti upstream, e che proseguirà nel 2023 per le consociate meno energivore, allo scopo di identificare interventi di efficientamento energetico e implementare i sistemi di gestione ISO 50001 ai fini di una futura certificazione.

Come previsto dalla road map del Green Deal europeo, nel corso del 2021 la revisione della Direttiva IED (Industrial Emission Directive) è entrata nel vivo. Nel 2021 si sono concluse due consultazioni pubbliche sulle direttive IED e E-PRTR. Il 5 aprile 2022 la Commissione europea ha presentato una proposta di direttiva che rivede in senso più restrittivo, aggiorna e modernizza la direttiva 2010/75/UE. Il testo pubblicato in GUUE propone una revisione delle misure per contrastare l'inquinamento da grandi impianti industriali al fine di creare migliori sinergie della direttiva con sistema ETS e con le politiche europee in tema di economia circolare e decarbonizzazione. Inoltre, la proposta aggiorna la direttiva IED rispetto alla normativa sulla qualità dell'aria. Entro la fine del 2023 si attende la pubblicazione della nuova direttiva.

Nel 2022 gli sforzi del legislatore europeo si sono focalizzati su diverse proposte normative per rafforzare gli obblighi di disclosure non finanziaria per gli operatori del mercato finanziario, per i consulenti finanziari e per le grandi aziende.

Il 23 febbraio 2022, la Commissione europea ha pubblicato la sua proposta di Direttiva sulla Corporate Sustainability Due Diligence. La futura Direttiva e le relative norme nazionali di trasposizione dovrebbero applicarsi alle grandi (oltre 250 dipendenti) e grandissime imprese (oltre 500 dipendenti) e imporre la creazione di un sistema volto a monitorare, prevenire e mitigare gli impatti negativi sull'ambiente, sulle condizioni di lavoro e sui diritti e libertà individuali sia dell'attività dell'impresa, sia della value chain a monte e a valle (fornitori, distributori, rivenditori, ecc.). Entro la fine del 2023 si attende la conclusione dei negoziati interistituzionali sulla proposta.

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

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

Con il D.M. 24 giugno 2022, n. 259, il Ministero della Transizione Ecologica ha approvato la Strategia nazionale per l'economia circolare in attuazione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza. Tra gli obiettivi indicati nel documento: un nuovo sistema di tracciabilità digitale dei rifiuti, incentivi fiscali a sostegno delle attività di riciclo e utilizzo di materie prime secondarie; la revisione del sistema di tassazione ambientale dei rifiuti al fine di rendere più conveniente il riciclaggio rispetto al conferimento in discarica e all'incenerimento sul territorio nazionale; il diritto al riutilizzo e alla riparazione. Prevista inoltre la riforma del sistema di responsabilità estesa del produttore e lo sviluppo/aggiornamento dei regolamenti End of Waste (cessazione qualifica di rifiuto). In applicazione delle modifiche normative introdotte dal D.Lgs. 116/2020, che ha recepito la nuova direttiva quadro sui rifiuti, nel 2021 sono intervenute significative variazioni in materia di tracciabilità dei rifiuti.

L'8 marzo 2021 è divenuto operativo il portale Vi.Vi.FIR (Vidimazione Virtuale Formulare), previsto dal nuovo art. 193 del D.Lgs. 152/2006, che consente di produrre formulari rifiuti vidimati digitalmente senza la necessità di recarsi fisicamente presso gli sportelli delle amministrazioni competenti. È stata inoltre avviata la sperimentazione di un prototipo del nuovo Registro Nazionale per la Tracciabilità dei Rifiuti (RENTRI), cui ha preso parte anche Eni e che nel 2022 ha riguardato il nuovo formulario digitale (XFIR); tale nuovo sistema di tracciabilità, che sarà normato da un futuro decreto regolamentare, consentirà la tenuta in modalità esclusivamente elettronica delle registrazioni ambientali e prevedrà la comunicazione dei dati ad un sistema centralizzato. Lo schema del DM RENTRI notificato alla Commissione Europea prevede l'avvio del nuovo sistema dopo 18 mesi dalla pubblicazione e la progressiva adozione delle nuove modalità digitali da parte degli operatori in

funzione dell'attività svolta e, per i produttori di rifiuti, del numero di dipendenti; le regole di dettaglio saranno demandate a decreti direttoriali. A dicembre 2022 il Consiglio dei Ministri ha approvato in via definitiva un decreto legislativo correttivo del D.Lgs. 116/2020, che apporterà modifiche alla Parte IV del D.Lgs. 152/2006 che regola la disciplina generale dei rifiuti.

La Circolare MiTE del 17/10/2022 ha chiarito le modalità applicative della disciplina sulla classificazione dei rifiuti introdotta dal decreto direttoriale 47/2021 ai sensi dell'art. 184 del D.Lgs. 152/2006.

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

Dal 30 novembre 2022 è in vigore la norma tecnica UNI/TS 11820 per misurare la circolarità dei processi delle organizzazioni in attuazione della Strategia nazionale per l'economia circolare. La norma UNI/TS 11820, "Misurazione della circolarità - Metodi ed indicatori per la misurazione dei processi circolari nelle organizzazioni", definisce un set di indicatori di circolarità (sono 71) applicati a livello meso e micro, atti a valutare il livello di circolarità di una organizzazione o gruppo di organizzazioni. Il 26 ottobre 2022 la Commissione europea ha presentato una proposta di fusione delle due direttive europee sulla qualità dell'aria ambiente finalizzata a migliorare l'attuazione della disciplina e inasprire i livelli consentiti di inquinanti. La proposta legislativa consiste nella revisione della Direttiva Ambient Air Quality (2022/0347), che fonde le precedenti direttive in materia qualità dell'aria ambiente (2008/50/CE e 2004/107/CE). L'obiettivo ultimo è quello di migliorare ulteriormente la qualità dell'aria e di allineare maggiormente le norme dell'UE in materia alle raccomandazioni dell'OMS. Attualmente la proposta è stata trasmessa a Parlamento europeo e Consiglio UE per l'esame secondo la procedura legislativa ordinaria.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi, efficacia esimente (art. 30 D.Lgs. 81/08) dalla responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha adottato in tutte le operazioni che comportano rischi HSE, modelli organizzativi e di gestione in linea con i migliori standard del mercato.

La gestione operativa Eni è fondata sui principi della prevenzione, gestione e controllo dei rischi HSE. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente è rivolta ad assicurare la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance HSE e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali.

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

Rischio idrico

Secondo le analisi del World Economic Forum (The Global Risk Report 2023), da oltre 10 anni il rischio idrico viene identificato tra i principali rischi con maggiore impatto negativo potenziale per l'economia e la società nei prossimi 2-10 anni. Quest'anno il GRR evidenzia ancor più degli scorsi report l'intensificarsi delle crescenti interconnessioni fra crisi idriche e altri fattori di rischio e instabilità, quali migrazioni, tensioni fra Stati e crisi alimentari, portando all'emergere di una potenziale "polycrisi", la cui evoluzione sarà strettamente correlata al grado di cooperazione globale e all'impatto del cambiamento climatico e della transizione energetica sull'approvvigionamento di risorse naturali. L'interdipendenza acqua-energia è destinata ad intensificarsi nei prossimi anni e, secondo la International Energy Agency (WEO 2016), sarà necessaria una sempre maggiore capacità di dare risposte chiare e affidabili per la gestione di questo elemento di criticità. Secondo le Nazioni Unite (<https://www.unwater.org/water-facts/climate-change/>) i cambiamenti climatici si esplicano nella forma di crisi idriche e di

una crescente variabilità della disponibilità di acqua in quantità e di qualità adeguate ad uno sviluppo sostenibile. Entro il 2050, il numero di persone a rischio di inondazione aumenterà dall'attuale livello di 1,2 miliardi a 1,6 miliardi. Tra l'inizio e la metà degli anni 2010, 1,9 miliardi di persone, ovvero il 27% della popolazione mondiale, vivevano in aree potenzialmente carenti d'acqua. Nel 2050, questo numero aumenterà da 2,7 a 3,2 miliardi di persone (UN2020). Eni valuta e monitora il rischio idrico, anche in relazione agli effetti dei cambiamenti climatici, al fine di identificare le migliori strategie di gestione delle acque e di adattamento per i propri asset. Inoltre, Eni è impegnata a sviluppare progetti di accesso all'acqua per le popolazioni dove opera. Meno del 2% dei prelievi idrici totali di Eni avvengono in aree a stress o aride (così come identificate con Aqueduct, strumento sviluppato dal World Resources Institute). Tra i Paesi con aree a stress idrico impattate dai prelievi Eni, oltre all'Italia dove si verificano i maggiori prelievi di acqua dolce, ci sono Paesi dove al rischio di tipo fisico (scarsità della risorsa) si vanno ad aggiungere rischi di tipo sociale (scarsità di sistemi idrico-sanitari adeguati in molti Paesi in cui Eni opera) o geopolitico (approvvigionamento di acqua dolce dipendente da fonti con provenienza oltreconfine come ad esempio il Nilo per l'Egitto). La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando il contesto naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. In particolare, prosegue l'impegno in progetti di water injection, intesi come ottimale gestione delle acque di produzione, e di reinjection a scopo IOR (improved oil recovery). Sempre nel settore upstream, attraverso lo studio sistematico e di dettaglio dei flussi idrici sono stati individuati e avviati progetti di riduzione dei prelievi di acqua dolce a stress idrico, in particolare in Egitto. Anche nel downstream sono stati avviati progetti per ridurre i prelievi di acqua dolce di alta qualità nei siti top consumer a stress idrico sostituendoli con fonti di minor pregio quali acque reflue e acque da bonifica o attraverso ricicli interni. Al fine di rispondere alle crescenti richieste di informazioni da parte degli stakeholder, anche nel 2022 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP water, con la valutazione pari a B, in linea con la media di settore e di area geografica. Prima fra le compagnie O&G, ad aprile 2019 Eni ha aderito al CEO Water Mandate, dando un segnale inequivocabile dell'importanza attribuita alla risorsa idrica. A giugno 2021 Eni ha pubblicato il proprio posizionamento sull'acqua, nel quale si impegna a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico.

Gestione emergenze e spill

Le emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite principalmente a livello di sito con una propria organizzazione che predispone, per ciascun possibile scenario, un piano di risposta in cui sono definiti ruoli, mezzi e risorse deputate all'attuazione. Questo è il primo livello di emergenza, il secondo livello prevede il suppor-

to da parte dell'unità di business ed il terzo anche quello delle strutture centrali, in particolare il coordinamento tramite l'Unità di Crisi Eni per l'apporto di team specialistici, mezzi e attrezzature interne ed esterne ad Eni. Le discriminanti tra questi tre livelli sono: la gravità dell'evento, l'impatto reale o possibile, la potenzialità dell'evento di eccedere i limiti di batteria dell'asset. Questi effetti comportano la escalation di risorse coinvolte anche in stretta cooperazione con le Autorità locali e centrali che attivano i rispettivi piani di emergenza esterni.

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

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

In Nigeria (Swamp Area) è stato completato il programma di upgrade tecnologico del sistema e-vpms® sulle due trunkline di Kwale - Akri (17km), Ogboinbiri - Tebidaba (32km), con l'installazione di sensori addizionali per rimuovere il rumore di fondo, e sulla trunkline nelle stazioni di Clough Creek a Tebidaba (52 km). Anche in Italia con e-vpms® si è coperta la rete di oleodotti di prodotti finiti (compreso Rho-Malpensa e Pantano-Fiumicino), di grezzo (Oleodotto Monte Alpi-Taranto per 137 km) ed è stata completata la progettazione ed avviata l'installazione sulla linea di grezzo Genova Pegli- Raffineria di Sannazzaro; infine sono stati sviluppati studi di fattibilità per il monitoraggio della linee di trasferimento da due terminali (Venezia, 10 km, e Ortona, 5 km).

La Società ha intrapreso importanti passi per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft", ma anche per presidiare in generale gli asset societari. In particolare, si sono intraprese azioni dirette sugli asset (manutenzione sistematica, sostituzione pipeline e/o serbatoi e incremento della sorveglianza) sono in corso i progetti come Tanks Integrity Monitoring (basato sulle emissioni acustiche) mentre si è concluso Eco Sesam (mappe di sensibilità ambientale a partire da immagini satellitari come parte dell'Oil Spill Contingency Plan).

Per l'esposizione ai rischi naturali (in particolare frane ed esondazioni) è proseguito il progetto R&D "Early Warning System for Hydro & Pollution Risks sulle condotte in Val d'Agri ed è in corso lo sviluppo di una metodologia di analisi di rischio quantitativa per le condotte, con un caso pilota.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e da responsabilità di bonifica e ripulitura dell'ambiente in caso

di incidente. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento. In particolare, la responsabilità finanziaria di Eni di risarcire il danno cagionato a terzi e/o a seguito di sversamento di petrolio è coperta da una protezione assicurativa capace di indennizzare fino a un massimo di \$1,4 miliardi per incidenti nell'onshore (le raffinerie) e \$1,2 miliardi per l'offshore. A queste ultime si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: \$1.250 milioni per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e nel caso di noleggio di time charter e di \$1 miliardo delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore. Si evidenzia inoltre che in occasione di particolari progetti, valutata la complessità industriale e altri fattori esterni, il management attiva coperture assicurative ad hoc, in aggiunta alle coperture standard di portafoglio.

Sono proseguite le collaborazioni con IPIECA e IOGP al fine di rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino, in termini di aggiornamento e diffusione delle good practices e di iniziative regionali congiuntamente alle Autorità (GI-WACAF - Global Initiative for West, Central and Southern Africa e l'OSPRI Oil Spill Preparedness Regional Initiative per le regioni del Caspio e del Mar Nero).

Eni ha inoltre sviluppato tecnologie proprietarie, volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare come, ad esempio, il dispositivo CUBE (Containment of Underwater Blowout Events) disponibile a Gela, un dispositivo per separare gas e olio dall'acqua in prossimità della testa pozzo sottomarina, e il progetto Blow Stop, una tecnologia innovativa per bloccare al fondo la fuoriuscita di fluidi di giacimento.

Rischi connessi all'aumento delle imposte sul reddito e delle royalties

Le operazioni nel settore Oil & Gas sono soggette al pagamento di royalties e imposte sul reddito, che tendono a essere più elevate di quelle dovute in molte altre attività commerciali. Il possibile aumento dell'aliquota fiscale marginale nel settore Oil & Gas connesso all'aumento dei prezzi del petrolio potrebbe rendere più difficile per l'Eni tradurre l'aumento dei prezzi del petrolio in un aumento dell'utile netto. Variazioni sfavorevoli dell'aliquota fiscale applicabile all'utile prima delle imposte del Gruppo nelle sue attività Oil & Gas avrebbero un impatto negativo sui futuri risultati economici e sui flussi di cassa dell'Emittente.

Nell'attuale contesto di incertezza finanziaria ed economica, i governi si trovano ad affrontare una maggiore pressione sulle finanze pubbliche, che potrebbe indurli a intervenire sul regime fiscale dell'industria Oil & Gas, compreso il rischio di un aumento della tassazione, di imposte impreviste e persino di nazionalizzazioni ed espropri. A causa della crescente preoccupazione dell'opinione pubblica per l'aumento dei costi dell'e-

nergia in relazione all'annuncio di forti profitti per l'anno 2021 e nel 2022 da parte delle società petrolifere, i governi stanno cercando di ridurre i costi energetici per i consumatori e le imprese aumentando la pressione fiscale sulle società petrolifere, anche attraverso l'imposizione di nuove tasse (cd. tasse sugli extra-profitti) o introducendo alcune forme di controllo dei prezzi. L'aumento dei prezzi dell'energia, dovuto a fattori di mercato e ai rischi legati alla situazione tra Russia e Ucraina, ha eroso il potere d'acquisto delle famiglie e aumentato i costi dei fattori produttivi del settore manifatturiero, alimentando le pressioni inflazionistiche.

In Italia, la Legge n. 51, promulgata il 20 maggio 2022, ha istituito un'imposta una tantum sugli extra-profitti delle società energetiche per l'anno fiscale 2022. Tale imposta prevede l'applicazione di un'aliquota del 25% in relazione ad una base imponibile pari all'incremento del (i) saldo tra le operazioni attive e passive risultanti dalle comunicazioni dei dati delle liquidazioni periodiche ("LIPE") per il periodo che va dal 1° ottobre 2021 al 30 aprile 2022, rispetto al (ii) saldo delle corrispondenti operazioni attive e passive risultanti dalle LIPE per il periodo precedente che va dal 1° ottobre 2020 al 30 aprile 2021. Nel 2022 Eni ha rilevato a conto economico un onere di circa €1,04 miliardi, interamente versato con impatto anche sul flusso di cassa dell'anno.

Nel Regno Unito è stata introdotta un'imposta sui profitti energetici (Energy Profits Levy), in vigore dal 26 maggio 2022, che ha introdotto un'aliquota fiscale temporanea del 25% aggiuntiva all'aliquota d'imposta sulle società che operano nel Regno Unito e nella piattaforma continentale britannica. A seguito di questa imposta, l'aliquota dell'imposta sulle società del Regno Unito che operano nel settore Oil & Gas è stata portata al 65%. L'imposta rimarrà in vigore fino alla normalizzazione dei prezzi degli idrocarburi, e comunque non oltre il 31 dicembre 2025. Nel 2022 Eni ha rilevato un maggior onere d'imposta connesso a tale misura fiscale pari a €165 milioni. La legge di bilancio della UK per il 2023 prevede l'estensione della durata del levy fino al primo trimestre del 2028 e l'applicazione di un'aliquota incrementata di ulteriori 10 punti percentuali, al 35%.

Nel mese di ottobre il Consiglio europeo ha approvato il Reg. 1854/2022 che demanda agli stati membri l'introduzione di un contributo di solidarietà a carico delle imprese operanti nel settore degli idrocarburi al fine di mitigare l'impatto degli elevati costi dei carburanti e dell'energia sulle finanze pubbliche e sui bilanci di famiglie e imprese. In tale ambito, la legge finanziaria 2023 dell'Italia ha introdotto un contributo solidaristico a carico delle imprese del settore energetico, tra cui Eni, calcolato applicando un'aliquota del 50% all'imponibile per l'imposta sul reddito delle società di capitali (IRES) per l'esercizio 2022, che eccede un ammontare pari al 110% dell'imponibile medio registrato nei quattro anni precedenti.

Eventuali ulteriori inasprimenti della pressione fiscale o eventuali prelievi straordinari una tantum sulla base di provvedimenti che potrebbero essere emanati dai governi dei Paesi in cui opera il Gruppo – ivi inclusa l'Italia – potrebbero determinare un incremento, anche significativo delle imposte cui è

soggetto il Gruppo, con conseguenti impatti significativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Rischi connessi al quadro competitivo nel settore in cui opera il Gruppo

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

Nel settore Exploration & Production il Gruppo è esposto alla concorrenza di società petrolifere internazionali e compagnie di Stato per l'ottenimento dei diritti di esplorazione e sviluppo nonché deve essere in grado di sviluppare e di applicare nuove tecnologie per massimizzare l'estrazione di idrocarburi. A causa delle dimensioni inferiori di Eni rispetto ad altre compagnie petrolifere internazionali, il Gruppo potrebbe trovarsi in uno svantaggio competitivo in presenza di progetti su larga scala o a elevata intensità di capitale che richiedono un'ampia disponibilità di risorse tecniche e finanziarie e potrebbe essere esposto al rischio di ottenere minori risparmi sui costi in un contesto deflazionistico rispetto ai suoi concorrenti più grandi, dato il suo potere di mercato potenzialmente inferiore rispetto ai fornitori, mentre in caso di aumento dei costi dovuti alla carenza di materiali, manodopera e altri fattori produttivi, Eni potrebbe subire maggiori pressioni da parte dei propri fornitori per aumentare il prezzo di beni e servizi rispetto ai principali concorrenti.

Nel settore Global Gas & LNG Portfolio Eni si trova ad affrontare una forte concorrenza nei mercati all'ingrosso (wholesale) europei per la vendita di gas a clienti industriali, al settore termoelettrico e ai reseller, da parte di altri grossisti, società upstream, trader e altri player. I risultati del business all'ingrosso (cd. wholesales) gas di Eni sono influenzati dalle dinamiche globali e regionali della domanda e delle forniture di gas, nonché dai vincoli del proprio portafoglio di fornitura a lungo termine, take-or-pay, per cui l'Emittente è obbligato a prelevare volumi minimi annui di gas o in caso di mancato prelievo, al pagamento del corrispondente prezzo di acquisto. A causa della natura competitiva del business, i margini di vendita tendono ad essere limitati. L'Emittente ritiene che il mercato all'ingrosso (cd. wholesales) rimarrà fortemente competitivo nel medio termine.

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio-lungo termine, a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato

nel passato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti di approvvigionamento prevedono la clausola di take-or-pay, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato ad un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo, sia a un rischio volume. Analoghe considerazioni si applicano agli impegni contrattuali di lungo termine ship-or-pay attraverso i quali Eni si è assicurata l'accesso alle capacità di trasporto lungo le principali dorsali europee che convogliano il gas dai luoghi di produzione ai mercati di consumo. Questi contratti, per la parte di volumi non coperta da contratti di vendita, espongono Eni a un rischio prezzo nel caso di una domanda debole, poiché il Gruppo potrebbe trovarsi nella condizione di vendere a prezzi non remunerati al fine di adempiere l'obbligo di "minimum take" o in alternativa a dover sostenere un'esposizione finanziaria in caso di esercizio dell'opzione "pay". In tale scenario, il management di Eni è impegnato nella rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e in azioni di ottimizzazione del portafoglio, quali leve per gestire il rischio take-or-pay/ship-or-pay e l'associato rischio finanziario. Eni ritiene che il risultato di tali rinegoziazioni sia incerto tanto in relazione ai benefici economici effettivamente ottenibili, quanto in merito alle tempistiche per il loro eventuale riconoscimento. Relativamente ai contratti di fornitura take-or-pay con le società di Stato russe (Gazprom e le sue affiliate), nello scenario in cui Eni sia costretta a cessare i prelievi per adempiere a possibili regimi sanzionatori o in vista dell'obiettivo comunitario di cessare ben prima del 2030 la dipendenza dalle forniture d'idrocarburi dalla Russia, considerato che la data di scadenza di tali contratti è ben oltre il 2030, il Gruppo potrebbe sostenere oneri e passività di ammontare incerto, ma che potrebbero essere significativi.

Con riferimento al business del GNL, i relativi risultati sono influenzati principalmente dall'equilibrio globale tra domanda e offerta, considerando il maggiore livello di flessibilità del GNL rispetto al gas erogato tramite gasdotto.

Il business Refining & Marketing di Eni opera in un contesto competitivo sia nella raffinazione sia nel retail marketing dei carburanti. L'attività di raffinazione di Eni è influenzata dall'andamento della domanda europea di carburanti che a sua volta risente della crescente competizione da parte dei veicoli elettrici, dalla disponibilità di capacità di raffinazione e della pressione competitiva da parte degli attori in Medio Oriente, Stati Uniti ed Estremo Oriente. Tali concorrenti possono sfruttare economie di costo e beneficiare di impianti di scala superiore rispetto alle raffinerie Eni, disponibilità di materie prime più economiche e minori spese energetiche.

Il business della Chimica gestito da Versalis è esposto alla forte concorrenza da parte di affermati operatori internazionali e

di aziende petrolchimiche statali, in particolare in alcuni segmenti di mercato quali quelli della produzione di prodotti petrolchimici di base (quali il polietilene), dove la domanda è funzione della crescita macroeconomica. Gli operatori in Estremo Oriente e Medio Oriente sono stati in grado di beneficiare di economie di scala grazie a una maggiore dimensione degli impianti, alla disponibilità di materie prime più economiche e alla vicinanza ai mercati finali. L'eccesso di capacità produttiva a livello mondiale con riferimento in particolare alla petrolchimica alimentata da nafta/etano (quella maggiormente "commoditizzata") alimenta la concorrenza in tale settore. Nuova capacità produttiva relativa a mega complessi petrolchimici è attesa nel medio termine entrare in esercizio in Medio Oriente e Cina. Infine, la crescente preoccupazione dell'opinione pubblica per i cambiamenti climatici e per l'ambiente potrebbe influenzare negativamente il consumo di plastica monouso in futuro.

Il business della vendita di gas ed energia elettrica al dettaglio (cd. retail) condotto dal Gruppo ha i suoi principali clienti nei mercati di Italia, Francia, Spagna e altri Paesi europei. I clienti includono famiglie, grandi clienti residenziali (ospedali, scuole, edifici della pubblica amministrazione, uffici) e piccole e medie imprese. Il mercato retail è caratterizzato da una forte concorrenza tra le società di vendita che competono principalmente in termini di prezzi e sulla capacità di combinare servizi ad alto valore aggiunto con la fornitura della commodity energetica.

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ("ARE-RA"), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ad uso residenziale e commerciale per i clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa ARE-RA (cosiddetti clienti tutelati). Più nel dettaglio, i clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Le decisioni dell'ARE-RA possono limitare la capacità degli operatori del mercato retail del gas, tra cui Plenitude, di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale o limitare il riconoscimento dei costi e rischi tipici dell'attività commerciale con i clienti tutelati. Un rischio analogo sussiste anche per gli operatori grossisti, come il business GGP dell'Emittente, anche se in proporzioni minori considerato che il mercato grossista è completamente liberalizzato.

Da ultimo, l'Emittente è impegnato nell'attività di produzione di energia da impianti termoelettrici che viene in gran parte venduta nel mercato all'ingrosso e al gestore della rete nazionale. Per quanto riguarda il mercato all'ingrosso, i margini di produzione di energia elettrica da impianti a gas hanno registrato una tendenza ribassista negli ultimi anni a causa dell'eccesso di offerta, debole crescita economica e concorrenza. Inoltre i margini sulla produzione di energia termoelettrica sono esposti alla volatilità dei costi del gas naturale e delle "emission allowance" nell'ambito dell'ETS europeo. Tali

fattori potrebbero ridurre progressivamente i margini di guadagno nel prossimo futuro.

Nel caso in cui il Gruppo non sia in grado di gestire efficacemente i rischi competitivi sopra descritti, che possono aumentare in caso di una ripresa economica più debole del previsto derivante dalle conseguenze della guerra tra Russia e Ucraina o dalla situazione post-pandemica, il Gruppo potrebbe non riuscire a mantenere o aumentare i propri volumi di vendita e di redditività, con effetti negativi sull'attività, sulle prospettive, sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

Rischi connessi a procedimenti giudiziari e arbitrali del Gruppo

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

Tuttavia, nel caso in cui gli accantonamenti effettuati relativi ai procedimenti pendenti risultassero insufficienti a far fronte interamente agli oneri, alle spese, alle sanzioni e alle richieste risarcitorie e restitutorie formulate in caso di soccombenza in dipendenza ad esempio di nuovi elementi informativi e di sviluppi non previsti al momento della stima del fondo di bilancio, si potrebbero avere effetti negativi sull'attività, sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sui risultati economici del Gruppo.

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

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

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

Rischi connessi al funzionamento dei sistemi informatici e alla sicurezza informatica

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

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

Il livello di cyber risk è stimato elevato poiché:

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

Le possibili conseguenze riguardano:

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

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

bile. In aggiunta, il perdurare dell'attuale situazione di guerra tra Russia e Ucraina e altri conflitti potrebbe comportare, tra l'altro, un aumento degli attacchi a sistemi informatici.

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

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

Inoltre, nella misura in cui tali circostanze determinino perdita di dati o la comunicazione di informazioni riservate o proprietarie, il Gruppo potrebbe subire danni di tipo reputazionale nonché incorrere in responsabilità e subire ritardi nelle proprie attività produttive, con possibili conseguenze negative sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo nonché sulla capacità dell'Emittente di adempiere ai propri impegni connessi al Prestito Obbligazionario.

Rischi relativi al quadro legale e normativo

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas e dell'energia elettrica

L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto di accedere alle condizioni tariffarie stabilite dalla stessa Autorità (cosiddetti clienti tutelati).

Le decisioni dell'Autorità in tale materia possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale o limitare il riconoscimento dei costi e rischi tipici dell'attività commerciale con i clienti tutelati.

I clienti che hanno diritto al servizio di tutela gas sono i clienti domestici e i condomini con uso domestico con consumi non superiori a 200.000 standard metri cubi (Smc)/annui. Nel 2013 l'Autorità ha riformato la struttura delle tariffe gas ai clienti tutelati del segmento civile con il passaggio all'indicizzazione hub della componente a copertura del costo della materia prima – quotazioni forward rilevate presso l'hub olandese TTF – in luogo della precedente, prevalentemente oil-linked, in un contesto di mercato che vedeva quotazioni hub del gas significativamente inferiori rispetto a quelle dei contratti long-term indicizzati all'olio, introducendo strumenti di incentivazione agli operatori per la promozione della rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. Dato il

contesto di prezzi crescenti verificatosi fra 2021 e 2022 ARERA ha avviato una serie di indagini per valutare interventi sui prezzi delle commodity a favore dei consumatori, con particolare riferimento al gas. In esito ad una ricognizione effettuata sui contratti di importazione di gas, ARERA con delibera 374/2022/R/GAS ha determinato il passaggio del riferimento della materia prima da TTF a PSV con aggiornamento mensile della componente CMEM a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso per i clienti in condizioni di tutela.

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

Con la Legge 21/2021 di conversione del D.L. Milleproroghe 183/2020 è stata ulteriormente modificata la data di superamento del mercato tutelato. In particolare, il termine è stato rinviato dal 2022 al 2023 per i clienti domestici nel mercato del gas naturale, e per le microimprese e i clienti domestici nel mercato dell'energia elettrica. Dal 1° gennaio 2021 era previsto il superamento della maggior tutela elettrica per le piccole imprese con più di 10 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio superiore a 2 milioni di euro; ARERA ha regolato la procedura di gara per assegnazione del servizio con decorrenza 1.7.2021 (dal 1.1.21 al 30.6.21 il servizio è stato assegnato transitoriamente agli esercenti la maggior tutela). Gli assegnatari del servizio sono stati principalmente gli operatori già presenti nel servizio di maggior tutela (tranne per un'area geografica, assegnata ad un operatore di libero mercato) e i risultati della gara hanno evidenziato un allineamento alla remunerazione del servizio di maggior tutela (in 6 aree su 9 la gara si è conclusa con rilancio pari a zero). Il disegno della gara si è mostrato funzionale non tanto alla liberalizzazione quanto alla continuità tariffaria nei confronti dei clienti finali. Con Legge di Bilancio 2022 (L. 233/21) è stato poi introdotto il termine del 10 gennaio 2024: data entro la quale verrà regolato da ARERA e assegnato il servizio a tutele graduali ai clienti domestici elettrici che in quel momento non avessero ancora scelto un fornitore del mercato libero, garantendo la continuità della fornitura di elettricità.

Il quadro delineato vedeva quindi il superamento della tutela tariffaria confermato, senza deroghe, per i clienti domestici gas e le micro imprese elettriche al 1° gennaio 2023, preve-

dendo però la possibilità di derogare questa data, fino al 10 gennaio 2024, per i clienti domestici elettrici. Con la delibera 491/2021/R/eel ARERA ha regolato la procedura di gara per assegnazione del servizio a tutele graduali per le microimprese con decorrenza 1.1.2023 (poi slittata al 1.4.2023). ARERA, con una segnalazione a Governo e Parlamento di giugno 2022 ha richiesto ufficialmente lo slittamento della fine della tutela per i clienti domestici gas al 2024. L'8.09.2022 il MiTE ha pubblicato il D.M. su criteri e modalità per il superamento dei regimi di prezzi regolati e sui criteri per assicurare la fornitura di energia elettrica alle microimprese (≤ 15 kW) che, al 1° gennaio 2023 (poi slittato regolatoriamente al 1° aprile), non hanno un fornitore sul mercato libero. Il medesimo D.M. (art. 3 comma 5) ha previsto che alla scadenza del periodo di erogazione del Servizio Tutele Graduali (STG) il cliente che non abbia optato per una offerta da mercato libero, sarà rifornito dal medesimo esercente il STG sulla base della sua offerta di mercato libero più conveniente.

Sul tale contesto si è inserito il D.L. 18 novembre 2022, n. 176 (Aiuti Quater) che ha stabilito all'art. 5 l'ulteriore proroga nel settore del gas naturale:

- rinvio al 10 gennaio 2024 del termine per la rimozione della tutela di prezzo nel settore gas previsto dalla Legge Annuale per la Concorrenza n. 124/2017 (art. 1 comma 59);
 - proroga al 10 gennaio 2024 (in luogo del 1° gennaio 2023) del termine a decorrere dal quale i fornitori e gli esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza sono tenuti a offrire ai clienti vulnerabili una tariffa agevolata per la fornitura di gas naturale (modifica art. 22, co. 2-bis.1, D.Lgs. 164/2000).
- In vista dell'obiettivo di superamento delle tariffe di tutela gas e power sono state introdotte misure per accompagnare la scelta del consumatore sul mercato libero con adeguati supporti informativi e prevedendo strumenti di confrontabilità delle offerte di mercato fra gli operatori. A tal fine l'ARERA ha previsto che gli operatori, in aggiunta alle loro offerte di mercato, forniscano ai clienti, a decorrere da marzo 2018, anche una proposta a prezzo variabile e una a prezzo fisso per gas ed elettricità a prezzo libero ma a condizioni contrattuali comparabili regolate da ARERA (offerte "PLACET"). È inoltre operativo un apposito portale web gestito da Acquirente Unico per conto di ARERA (Portale Offerte) che consente la comparazione di tutte le offerte di gas ed energia elettrica disponibili; su questa area di regolazione ARERA di recente ha proposto orientamenti – non ancora deliberati ufficialmente – mirati ad aumentare la possibilità di comparazione delle offerte commerciali sulla base del prezzo.

In ambito retail gas e luce ARERA, in attuazione della Legge di Bilancio 2022, fra le misure di contrasto degli aumenti eccezionali dei prezzi dell'energia, aveva definito le modalità per la rateizzazione in 10 mesi, senza interessi, degli importi relativi alle fatture emesse nel periodo compreso tra il 1° gennaio 2022 ed il 30 aprile 2022 che tutti i venditori (sia dei servizi di tutela sia del mercato libero) sono tenuti ad offrire ai clienti domestici di energia elettrica e gas naturale che risul-

tino inadempienti al pagamento delle fatture emesse in tale periodo. Sono definite modalità per l'erogazione ai venditori dell'anticipo degli importi oggetto di rateizzazione eccedenti il 3% dell'importo delle fatture emesse nei confronti della totalità dei clienti finali domestici da ciascuno serviti entro il mese successivo da quando il piano di rateizzazione è proposto al cliente finale.

Nei successivi trimestri non sono state previste specifiche indicazioni sulla rateizzazione a favore delle utenze domestiche. Invece, dapprima il D.L. Ucraina ter (n. 21/22) e da ultimo il D.L. Aiuti Quater (n. 176/22) hanno previsto disposizioni in materia di rateizzazione per le imprese con utenze collocate in Italia e ad esse intestate. Attualmente ai sensi del D.L. Aiuti Quater le imprese hanno facoltà di richiedere la rateizzazione degli importi dovuti a titolo di corrispettivo per la componente energetica di elettricità e gas naturale per usi diversi dagli usi termoelettrici ed eccedenti l'importo medio contabilizzato, a parità di consumo, nel periodo di riferimento compreso tra il 1° gennaio e il 31 dicembre 2021, per i consumi effettuati dal 1° ottobre 2022 al 31 marzo 2023 e fatturati entro il 30 settembre 2023. L'adesione al piano di rateizzazione è alternativa alla fruizione di crediti di imposta.

In merito, per il primo trimestre 2023, la Legge di Bilancio 2023 (L. 197/2022) ha confermato i crediti di imposta per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale già previsti nel corso del 2022 (per come sanciti da precedenti decreti "emergenziali") aggiornandone i valori:

- imprese energivore: credito di imposta del 45%;
- imprese gasivore: credito di imposta del 45%;
- imprese dotate di contatori di energia elettrica di potenza disponibile pari o superiore a 4,5 kW, diverse dalle imprese energivore: credito di imposta del 35%;
- imprese non gasivore: credito di imposta del 45%.

Nell'ambito dei costi e dei criteri di accesso alle principali infrastrutture logistiche del sistema gas, i principali fattori di rischio per il business sono legati ai processi di definizione delle condizioni economiche e delle regole di accesso ai servizi di trasporto, rigassificazione LNG, stoccaggio, che interessano periodicamente tutti i Paesi europei in cui Eni opera. Per quanto riguarda le tariffe di trasporto gas, in Italia così come nei principali Paesi europei, è stata implementata nel 2020 una revisione dei criteri per la determinazione di tali tariffe ed il recupero dei costi dei trasportatori per il periodo di regolazione 2020-2023, con effetti complessivamente positivi sui costi del portafoglio logistico. La ridefinizione periodica dei criteri tariffari del trasporto è comunque prevista a scadenze prestabilite nei vari Paesi europei – la prossima dovrebbe aver luogo a partire dal 2024 nella maggior parte dei Paesi – e in futuro potrà ancora determinare impatti sui costi logistici. Ulteriori modifiche di regole potrebbero riguardare il settore della rigassificazione e dello stoccaggio anche in considerazione dell'attuale contesto di mercato e delle potenziali criticità per la sicurezza dell'approvvigionamento europeo dovute alla guerra Russia-Ucraina, rappresentando fattori di rischio come anche opportunità per il business.

Inoltre, l'attuale contesto di crisi energetica sta indirizzando i legislatori, a livello europeo e di singolo Paese, verso evoluzioni – seppur temporanee – della normativa e della conseguente regolazione che possono incidere sulle dinamiche dei mercati, con la finalità di contenere i prezzi per i clienti finali e migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti (ad esempio, obblighi di riduzione dei consumi finali, cap ai prezzi dei derivati su prodotti gas all'ingrosso negoziati nei mercati regolamentati, eventuali obblighi di stoccaggio, inasprimento delle regole use-it-or-lose-it sulla capacità di trasporto, obblighi di notifica ex ante alla Commissione Europea di nuovi contratti di approvvigionamento).

Superata la crisi energetica di breve periodo ed i relativi interventi di sicurezza energetica, nel medio termine ci si attende che la domanda di gas a livello europeo possa essere sostenuta dalle politiche orientate all'accelerazione del phase-out del carbone nella generazione elettrica - in vista degli obiettivi di decarbonizzazione - e, in alcuni Paesi, al phase-out della generazione nucleare. D'altra parte, con l'implementazione del Green Deal europeo e, dei successivi e più ambiziosi interventi, nei prossimi anni la regolamentazione del settore gas potrà essere interessata da modifiche potenzialmente anche rilevanti, in conseguenza di adeguamenti nel disegno dei mercati e/o di nuovi obblighi o vincoli in capo agli operatori del settore che potranno accompagnare l'evoluzione delle normative europee, in un contesto di transizione energetica e coerentemente con gli obiettivi di decarbonizzazione del settore energetico (tra cui i collegati obiettivi di sviluppo di gas rinnovabili o decarbonizzati, di promozione di tecnologie abilitanti una maggiore integrazione tra settore elettrico e settore gas, di riduzione delle emissioni di metano). Questi cambiamenti determineranno pressioni sul settore del gas naturale ma al contempo apriranno e supporteranno nuove opportunità di business nell'ambito dei gas decarbonizzati e rinnovabili, che Eni è pronta a perseguire.

Per quanto riguarda il settore elettrico wholesale, le aste del mercato della capacità elettrica (cd. "Capacity Market"), che si sono tenute a novembre 2019 e a febbraio 2022 con l'assegnazione per gli impianti esistenti di un prodotto annuale con periodo di consegna relativo agli anni 2022, 2023 e 2024, e per gli impianti nuovi di un prodotto della durata di quindici anni, comporteranno dei risultati positivi per Eni per effetto del riconoscimento di un premio in quanto assegnataria di capacità per gli impianti esistenti, di cui è titolare come Gruppo, e per il progetto di un nuovo impianto che dovrà sviluppare Enipower nel sito di Ravenna (consegna a partire dal terzo trimestre 2023).

Il rischio legato alla potenziale restituzione della componente variabile a seguito della particolare situazione dei mercati energetici, contrassegnati da prezzi delle commodity elevati e condizionati da forte aleatorietà, è stato mitigato, almeno temporaneamente, dalla delibera emergenziale 83/2022 dell'ARERA che prevede nel periodo di elevata volatilità dei prezzi l'applicazione di uno strike price giornaliero indicizzato al SAP (System Average Price).

Si riduce il rischio che il meccanismo del Capacity Market possa essere revocato a seguito dei ricorsi presentati da alcuni operatori sia a livello italiano, (ricorso amministrativo TAR Lombardia) sia europeo (ricorso al Tribunale dell'Unione Europea). In data 7 settembre 2022 il Tribunale Europeo ha respinto i ricorsi delle due società ricorrenti.

Con riferimento al nuovo impianto peaker di Ravenna, in data 29 gennaio 2021 Terna ha comunicato alle società risultate assegnatarie di capacità nuova non autorizzata con periodo di consegna 2022 e 2023, la possibilità di richiedere una proroga del termine di inizio del periodo di consegna della durata massima di sei mesi, laddove si verificasse un ritardo nella realizzazione degli impianti direttamente riferibile all'emergenza COVID-19.

Si rileva incertezza per il periodo post 2024, i potenziali rischi sono:

- la possibilità di una cancellazione del meccanismo nel lungo periodo a seguito di mancanza di criticità a livello di adeguatezza del sistema elettrico attestata dal Terna per tre anni consecutivi;
- una riduzione del fabbisogno ed una maggior competizione in fase d'asta;
- la possibilità che non si tengano le aste per il 2025 a seguito della valutazione di adeguatezza di Terna successiva alle aste 2024 ed alle previsioni di sviluppo dei sistemi di accumulo a seguito del futuro avvio del mercato degli stoccaggi.

Inoltre, sono in atto significative evoluzioni della regolamentazione e di market design a livello europeo e nazionale, che possono rappresentare fattori di rischio per il business: tra queste le riforme dei meccanismi di mercato conseguenti a necessità di adeguamento alle normative comunitarie (ulteriore integrazione transfrontaliera dei mercati nazionali sia dell'energia che dei servizi di rete, il completamento della riforma del mercato dei servizi di dispacciamento e la conseguente maggiore competizione con nuove risorse rinnovabili e distribuite) ed interventi emergenziali per compensare il fenomeno del caro energia (cap sulla vendita di energia elettrica, riduzione dei consumi gas ed elettrici, massimizzazione della generazione a carbone). L'applicazione dei prezzi negativi al solo MGP/MI (mantenimento del floor a zero in MSD, confermato anche dal recente DCO 685/22 di ARERA) mitiga la probabilità di accadimento di ore a prezzo negativo.

Rischi connessi alla salute e sicurezza in materia ambientale

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

Le attività industriali Eni nei settori della ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi, della raffinazione, delle produzioni

petrolchimiche e del trasporto degli idrocarburi sono esposte per loro natura ai rischi operativi connessi con le caratteristiche chimico-fisiche delle materie prime e dei prodotti (tra cui infiammabilità, tossicità, instabilità). Guasti tecnici, malfunzionamenti di apparecchiature e impianti, errori umani, atti di sabotaggio, perdite di contenimento, incidenti di pozzo, incidenti a raffinerie e impianti petrolchimici, fenomeni atmosferici avversi possono innescare eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio, gas e prodotti (da pozzi, piattaforme, navi cisterna, pipeline, depositi e condutture), rilascio di contaminanti nell'ambiente, emissioni nocive. Tali rischi sono influenzati dalle specificità degli ambienti territoriali nei quali sono condotte le operazioni (condizioni onshore vs. offshore, ecosistemi sensibili quali l'Artico, il Golfo del Messico, il Mar Caspio, impianti localizzati in prossimità di aree urbane), dalla complessità delle attività industriali e dalle oggettive difficoltà tecniche nell'esecuzione degli interventi di recupero e contenimento degli idrocarburi o altre sostanze chimiche liquide sversate nell'ambiente o di emissioni nocive in atmosfera, delle operazioni di chiusura e messa in sicurezza di pozzi danneggiati o in caso di blowout, di spegnimento di incendi occorsi a raffinerie, complessi petrolchimici o pipeline. Gravi fenomeni d'inquinamento del suolo, delle falde acquifere o dell'aria potrebbero essere causati anche nelle day-to-day operations in relazione a modeste perdite di petrolio o altri contaminanti o piccole fuoriuscite di gas (cosiddette fuggitive) a causa di mancata manutenzione, tubature o infrastrutture corrose o obsolete, mancati controlli o altri fattori, che se protratte nel tempo potrebbero causare danni significativi all'ambiente e alla salute di dipendenti e delle comunità.

Per questi motivi le attività del settore petrolifero, della raffinazione, del trasporto degli idrocarburi e della chimica sono sottoposte a una severa regolamentazione a tutela dell'ambiente e della salute e della sicurezza delle persone, sia a livello nazionale/locale sia attraverso protocolli e convenzioni internazionali. Le norme a tutela dell'ambiente impongono misure che prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano o vietano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti. Norme volte a prevenire l'impatto sulla biodiversità, la conservazione di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamano gli operatori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti dalle normative che regolamentano le attività industriali nel campo degli idrocarburi costituiscono una significativa voce di costo ricorrente del bilancio. Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità dei dipendenti, dei contrattisti e di altri collaboratori dell'azienda, dell'ambiente, delle operations, della proprietà e delle comunità interessate. Sussiste tuttavia il rischio di accadimento di incidenti e ulteriori eventi dannosi che potrebbero avere impatti potenzialmente

rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo e sulla reputazione del Gruppo. Inoltre, in caso di violazione di alcune norme relative alla salvaguardia dell'ambiente e della salute dei dipendenti, degli appaltatori e di altri collaboratori del Gruppo e delle comunità, la Società può incorrere in responsabilità in relazione alla violazione colposa o dolosa di norme di legge da parte dei propri dipendenti, di natura penale, civile e amministrativa.

In relazione alle contaminazioni storiche, con particolare riguardo all'Italia, Eni continua ad essere esposta al rischio di passività e oneri ambientali in relazione ad alcuni siti oggi inattivi dove ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche poi chiuse dismesse o liquidate; in tali siti, sono emersi livelli di concentrazione di sostanze inquinanti non in linea con l'attuale normativa ambientale. Eni ha avviato progetti di bonifica e ripristino dei terreni e delle falde nelle aree di proprietà contaminate dalle attività industriali ormai cessate, d'intesa con le competenti Autorità amministrative. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché la Compagnia ritiene di non essere responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora o per situazioni d'inquinamento provocato da precedenti operatori ai quali è subentrata nella gestione di tali siti, Eni è stata citata in giudizio da vari enti pubblici (Ministero dell'Ambiente, Enti locali o altri) e da privati per la realizzazione di interventi di bonifica e per il risarcimento di eventuali danni in base agli standard e parametri previsti dalla legislazione corrente. In alcuni casi, i manager e il personale di Eni sono parte di procedimenti penali, come ad esempio per asseriti reati in materia ambientale quali omessa bonifica e disastro ambientale o per asseriti reati contro l'incolumità pubblica, facendo scattare in capo a Eni la responsabilità amministrativa dell'ente.

Il bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali dove esiste un'obbligazione legale o di altro tipo e per i quali è possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile (anche questo costituisce comunque, nelle fasi realizzative, un fattore di incertezza in relazione alla complessità della materia), a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrata. È possibile che in futuro possano essere rilevate ulteriori passività in relazione ai risultati delle caratterizzazioni ambientali in corso sui siti d'interesse, in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, all'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziali in corso, all'emergere di nuove passività ambientali e ad altri fattori di rischio. Nel 2022 il fondo ambientale che accoglie i futuri oneri che il Gruppo prevede di sostenere in relazione alle bonifiche in corso nei siti italiani dismessi o chiusi è stato incrementato di circa €1,2 miliardi per incorporare la stima dei costi di trattamento acque di falda (TAF) in relazione al nuovo quadro regolatorio che, unitamente alla consolidata base dati ed esperienza di Eni, consente di determinare in modo affidabile i tempi e i futuri costi di esercizio degli impianti.

Ciononostante, non è possibile escludere che il Gruppo possa essere in futuro tenuto a far fronte a obblighi di risarcimento derivanti dalla violazione di normative in materia ambientale, nonché a sostenere investimenti significativi per ottemperare agli obblighi dalle applicabili normative in materia ambientale. A riguardo, le coperture assicurative in essere alla Data del Prospetto Informativo potrebbero non essere sufficienti a far fronte a tutte le richieste di risarcimento danni e/o all'irrogazione delle eventuali sanzioni emesse nei confronti del Gruppo.

Da un punto di vista regolamentare, si evidenzia che le norme a tutela dell'ambiente, tra l'altro, (i) definiscono misure per il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti, (ii) limitano o vietano il gas flaring e il venting e (iii) prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e di sottoprodotti. Per far fronte a tali esigenze, l'Emittente si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative volte ad assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e a tutelare l'integrità delle persone e dell'ambiente.

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

Rischio connesso all'eventuale mancato rinnovo di autorizzazioni e/o concessioni in scadenza

Ai fini dello svolgimento delle proprie attività, il Gruppo è tenuto a ottenere e rispettare permessi, licenze e autorizzazioni nazionali e internazionali. Nello specifico, le attività di esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale, generazione di energia elettrica da cogenerazione e da fonti rinnovabili, di raffinazione e di sviluppo di processi di economia circolare, nonché le altre attività svolte dal Gruppo dipendono dall'ottenimento di vari permessi, licenze e autorizzazioni rilasciati da governi nazionali o internazionali; le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati.

Le autorizzazioni, licenze o permessi potrebbero essere soggette a revoche, cancellazioni, ritardi oppure a modifiche con conseguenti impatti su tempi e costi di progetto nonché ricadute in termini sociali, ambientali e di immagine dell'Emittente e del Gruppo. Inoltre, in caso di emanazione o entrata in vigore di nuove leggi o adozione di regolamenti in materia di ambiente, salute e sicurezza sui luoghi di lavoro o di modifiche

degli orientamenti giurisprudenziali sull'interpretazione o applicazione degli stessi o su altre questioni connesse, potrebbe essere necessaria la richiesta di ulteriori permessi operativi o autorizzazioni.

Laddove le predette autorizzazioni, licenze o permessi venissero revocate, sospese, annullate, modificate o non rinnovate da parte delle competenti Autorità, il Gruppo potrebbe subire limitazioni nell'esercizio della propria attività e nel perseguimento dei propri obiettivi di sviluppo, nonché possibili danni di immagine di natura reputazionale in capo al Gruppo, con possibili effetti negativi sull'attività e sulle prospettive del Gruppo, sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

Rischi connessi alla normativa in materia di protezione dei dati personali

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

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

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

La normativa di riferimento è rappresentata dal Regolamento (UE) n. 2016/679 ("GDPR") che ha introdotto varie modifiche ai processi da adottare per garantire la protezione dei dati personali (tra cui un efficace modello organizzativo privacy, la nuova figura del Responsabile della protezione dei dati (Data Protection Officer – "DPO"), obblighi di comunicazione di particolari violazioni dei dati, la portabilità dei dati), aumentando il livello di tutela delle persone fisiche e inasprendo, tra l'altro, le sanzioni applicabili al titolare e all'eventuale responsabile del trattamento dei dati, in caso di violazioni delle previsioni del regolamento. Alla Data del Prospetto Informativo la Società ha provveduto alla nomina del DPO e adeguato il proprio sistema di gestione dei dati personali agli adempimenti richiesti dal GDPR.

Alla luce di quanto precede, nonostante i presidi adottati, l'Emittente e il Gruppo sono esposti al rischio derivante dalla

potenziale violazione della disciplina vigente in ragione della sottrazione, divulgazione, perdita o il trattamento per finalità diverse da quelle autorizzate dalla clientela, dei dati personali anche ad opera di soggetti non autorizzati (sia terzi sia dipendenti del Gruppo).

Pertanto, qualora la Società non fosse in grado di attuare i presidi e gli adempimenti in materia privacy, conformemente a quanto prescritto dal GDPR e dalla ulteriore normativa anche regolamentare applicabile concernente la protezione dei dati personali, inclusi i provvedimenti emanati dall'Autorità Garante per la Protezione dei Dati di volta in volta applicabili, il Gruppo sarebbe esposto a un rischio sanzionatorio nonché a un rischio di perdita di clienti attuali e futuri, con conseguenti possibili effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale, finanziaria e sulla reputazione e le prospettive del Gruppo.

Nel caso in cui venisse accertata una responsabilità del Gruppo per eventuali casi di violazione di dati personali e delle leggi poste a loro tutela, ciò potrebbe dare luogo a richieste di risarcimento danni nonché all'erogazione di sanzioni amministrative, con possibili effetti negativi significativi sull'immagine del Gruppo, sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Non è possibile escludere che, in futuro, le procedure e le misure adottate dal Gruppo si rivelino inadeguate, non conformi

e che non siano tempestivamente o correttamente implementate da parte dei dipendenti e collaboratori (anche a causa della continua evoluzione della normativa e delle procedure stesse) e, pertanto, che i dati possano essere danneggiati o perduti, oppure sottratti, divulgati o trattati per finalità diverse da quelle autorizzate dalla clientela.

Rischi connessi alla violazione di norme anti-corruzione vigenti nei Paesi in cui il Gruppo svolge la propria attività

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

Evoluzione prevedibile della gestione

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

Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2022 di Eni è redatta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI)

La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF) 2022 di Eni è redatta in conformità al D.Lgs. 254/2016 e ai "Sustainability Reporting Standards" pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI¹) come indicato nel capitolo "Principi e Criteri di Reporting". Per la DNF 2022 sono entrati in vigore i nuovi standard GRI, sia gli Universal Standard, ossia quelli richiesti a tutte le aziende, a prescindere dai risultati dell'analisi di materialità, sia quelli specifici per il settore Oil & Gas. Inoltre, la DNF, dallo scorso anno, include gli obblighi informativi a carico delle società quotate, previsti dall'art.8 del Regolamento UE 852/2020 relativi alle attività economiche e agli attivi idonei ai fini del conseguimento degli obiettivi del Regolamento di mitigazione e adattamento ai cambiamenti climatici. In continuità con le precedenti edizioni, il documento è articolato secondo le tre leve del modello di business integrato, Neutralità carbonica al 2050, Eccellenza operativa e Alleanze per lo sviluppo, il cui obiettivo è la creazione di valore di lungo termine per tutti gli stakeholder. I contenuti del capitolo "Neutralità carbonica al 2050" sono stati organizzati sulla base delle raccomandazioni volontarie della Task Force on Climate-related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, in cui Eni è presente sin dalla sua fondazione, al fine di fornire una disclosure ancora più approfondita su tali tematiche. Inoltre, sono stati citati nei vari capitoli i principali Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite che costituiscono un riferimento importante per Eni nel condurre le proprie attività. La DNF è inserita all'interno della Relazione sulla Gestione nell'ambito della Relazione Finanziaria Annuale con l'obiettivo di soddisfare in maniera chiara e sintetica le esigenze informative degli stakeholder di Eni, favorendo ulteriormente l'integrazione delle informative finanziarie e non. Al fine di evitare duplicazioni e garantire il più possibile la sinteticità delle disclosure, la DNF fornisce un'informativa integrata anche tramite il rinvio ad altre sezioni della Relazione sulla Gestione, alla Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e alla Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti qualora le tematiche richieste dal D.Lgs. 254/2016 siano già in esse contenute o per ulteriori approfondimenti. In particolare, all'interno della Relazione sulla Gestione sono descritti il modello di business e la governance di Eni, i principali risultati e target, il sistema di Risk Management Integrato e i fattori di rischio e incertezza in cui sono dettagliati i principali rischi, i possibili impatti e le azioni di trattamento, in linea con le richieste informative della normativa italiana. All'interno della DNF sono dettagliate le Politiche aziendali, i Modelli di gestione e organizzazione, un approfondimento sui rischi ESG (Environmental, Social and Governance), la strategia sui temi trattati, le iniziative più rilevanti dell'anno, le principali performance con relativi commenti e l'analisi di materialità 2022. Anche nella DNF 2022 sono state inserite le metriche "core" definite dal World Economic Forum² (WEF) nel White Paper "Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation" del 2020. In continuità con gli scorsi anni, inoltre, Eni pubblicherà in occasione dell'Assemblea degli azionisti anche Eni for, il report di sostenibilità di carattere volontario che ha l'obiettivo di approfondire l'informativa non finanziaria. Anche l'edizione 2022 di Eni for includerà un report dedicato ai diritti umani (Eni for - Human Rights³). Di seguito una tabella di raccordo in cui si evidenziano i contenuti informativi richiesti dal D.Lgs. 254/2016, gli ambiti e il relativo posizionamento all'interno della DNF, della Relazione sulla Gestione, della Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari e della Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti.

(1) Per maggiori dettagli si veda il paragrafo: "Principi e criteri di reporting".

(2) Il raccordo con le metriche "core" del WEF è esposto direttamente nel content index in una colonna dedicata.

(3) L'aggiornamento del report Eni for - Human Rights sarà pubblicato successivamente a Eni for.

	AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	MODELLO DI GESTIONE AZIENDALE E GOVERNANCE	POLITICHE PRATICATE	MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI	INDICATORI DI PRESTAZIONE
	RIFERIMENTI TRASVERSALI A TUTTI GLI AMBITI DEL DECRETO	○ DNF - Modelli di gestione e organizzazione, pagg. XX; Temi materiali di sostenibilità, pag. XX; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. XX; ○ RFA - Modello di business, pagg. XX; Attività di stakeholder engagement, pagg. XX; Strategia, pagg. XX; Governance, pagg. XX ➤ RCG - Approccio responsabile e sostenibile; Modello di Corporate Governance; Consiglio di Amministrazione; Comitati del Consiglio; Collegio Sindacale; Modello 231.	➤ RCG - Principi e valori. Il Codice Etico; Il Sistema Normativo di Eni.	○ RFA - Risk Management Integrato, pagg. XX; ○ DNF - DNF - Fattori di rischio e incertezza, pagg. XX	○ RFA - Eni in sintesi, pagg. XX ○ DNF - Approccio responsabile e sostenibile, pagg. XX
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050	CAMBIAMENTO CLIMATICO Art. 3.2, commi a) e b)	○ DNF - Neutralità carbonica al 2050, pagg. XX ○ RFA - Strategia, pagg. XX ➤ RCG - Approccio responsabile e sostenibile	○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. XX	○ RFA - Risk Management Integrato, pagg. XX; ○ DNF - Fattori di rischio e incertezza, pagg. XX ○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. XX	○ DNF - Neutralità carbonica al 2050, pagg. XX; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. XX
ECCELLENZA OPERATIVA	PERSONE Art. 3.2, commi c) e d)	○ RFA - Governance, pagg. XX ○ DNF - Persone (la cultura della pluralità e dello sviluppo delle persone, formazione, relazioni industriali, welfare aziendale e worklife balance, salute), pagg. XX; Sicurezza, pagg. XX	○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. XX	○ RFA - Rischio XXX pag. XX; ○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. XX	○ DNF - Persone, pagg. XX; Sicurezza, pagg. XX; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. XX ➤ RR - Sommario
	RISPETTO PER L'AMBIENTE Art. 3.2, commi a), b) e c)	○ DNF - Rispetto per l'ambiente (economia circolare, aria, rifiuti, acqua, oil spill, biodiversità), pagg. XX	○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. XX	○ RFA • Risk Management Integrato, pagg. XX; • Rischio XX, pag. XX; ○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. XX	○ DNF - Rispetto per l'ambiente, pagg. XX; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. XX
	DIRITTI UMANI Art. 3.2, comma e)	○ DNF - Diritti Umani (security, formazione, segnalazioni), pagg. XX ➤ RCG - Approccio responsabile e sostenibile	○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. XX	○ RFA - Rischio XX, pag. XX; ○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. XX	○ DNF - Diritti Umani, pagg. XX; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. XX
	FORNITORI Art. 3.1, comma c)	○ DNF - Diritti Umani, pagg. XX; Fornitori, pagg. XX	○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. XX	○ RFA - Rischio XX, pag. XX; ○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. XX	○ DNF - Diritti Umani, pagg. XX; Fornitori, pagg. XX; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. XX
	TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE Art. 3.2, comma f)	○ DNF - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. XX	○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. XX ➤ RCG - Principi e valori. Il Codice Etico; Compliance Program Anti-Corruzione	○ RFA - Rischio XX, pag. XX; ○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. XX	○ DNF - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. XX; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. XX
ALLEANZE PER LO SVILUPPO	COMUNITÀ LOCALI Art. 3.2, comma d)	○ DNF - Alleanze per lo sviluppo, pagg. XX	○ DNF - Principali strumenti normativi, di indirizzo e modelli di gestione sui temi del D.Lgs. 254/2016, pag. XX	○ RFA - Rischio XX pag. XX; ○ DNF - Principali rischi ESG e le relative azioni di mitigazione pagg. XX	○ DNF - Alleanze per lo sviluppo, pagg. XX; Approccio responsabile e sostenibile, pagg. XX

LA MISSION AZIENDALE E L'IMPEGNO PER UNA JUST TRANSITION

La mission di Eni conferma l'impegno per una Just Transition come principale sfida del settore energetico attraverso il bilanciamento della necessità di garantire l'accesso universale all'energia a una crescente popolazione e l'urgenza di fronteggiare il cambiamento climatico agendo sin da subito su tutte le leve disponibili e accelerando il processo di transizione verso un mix sostenibile che sia allo stesso tempo socialmente equo. Inoltre, la mission si ispira agli "Obiettivi di sviluppo sostenibile" delle Nazioni Unite cui Eni intende contribuire, consapevole che lo sviluppo del business non possa prescindere da essi. L'obiettivo di Eni è quello di raggiungere zero emissioni nette al 2050 in un'ottica di condivisione dei benefici sociali ed economici con i lavoratori, la catena del valore, le comunità e i clienti in maniera inclusiva, trasparente e socialmente equa, ossia che tenga in considerazione il diverso livello di sviluppo dei Paesi in cui opera minimizzando le disuguaglianze esistenti. In tal senso, nel 2020 è stata avviata, relativamente ad alcuni casi pilota, la valutazione rispetto agli SDG dei progetti di business, al fine di quantificarne il contributo nel Paese di presenza ed indirizzarne le scelte progettuali. Inoltre, per contribuire al raggiungimento degli SDG e alla crescita dei Paesi in cui opera, Eni è impegnata nel costruire alleanze con attori nazionali e internazionali di cooperazione allo sviluppo, in linea con quanto emerso nella Terza Conferenza Internazionale sui finanziamenti allo Sviluppo, organizzata dalle Nazioni Unite ad Addis Abeba nel luglio del 2015. Eni è consapevole della rilevanza della dimensione sociale dell'ambizioso percorso tracciato. La transizione energetica è prima di tutto una transizione tecnologica: solo con una forte capacità industriale e innovativa, nonché con la volontà di unire forze e competenze, Eni sarà in grado di attuare la transizione migliorando

al contempo le opportunità per le persone. In questa prospettiva, Eni lavora affinché il processo di decarbonizzazione offra opportunità di conversione delle attività esistenti e di sviluppo di nuove filiere produttive con rilevanti opportunità per i lavoratori, le economie e le comunità dei Paesi in cui l'azienda opera. Allo stesso tempo Eni è impegnata a gestire i potenziali impatti negativi su lavoratori, comunità, consumatori e fornitori che possono essere collegati alla transizione energetica. Questa ambizione richiede necessariamente il coinvolgimento di tutte le parti interessate, in particolare di coloro che possono svolgere un ruolo rilevante nella transizione giusta come i sindacati e i rappresentanti dei lavoratori, le istituzioni, i rappresentanti delle comunità, le organizzazioni del settore. L'approccio sottolineato dalla mission è confermato anche dall'applicazione dal 1° gennaio 2021 del Codice di Corporate Governance 2020, che individua nel "successo sostenibile" l'obiettivo che deve guidare l'azione dell'organo di amministrazione e che si sostanzia nella creazione di valore nel lungo termine a beneficio degli azionisti, tenendo conto degli interessi degli altri stakeholder rilevanti per la Società (si veda pagg. XX). Eni, peraltro, ha considerato fin dal 2006 l'interesse degli stakeholder diversi dagli azionisti come uno dei riferimenti necessari che gli Amministratori devono valutare nel prendere decisioni consapevoli. Inoltre, in adesione al Codice, dallo scorso anno, il CdA ha anche approvato, su proposta della Presidente, d'intesa con l'AD, una politica per il dialogo con gli azionisti che individua i soggetti responsabili della sua gestione e le modalità con cui si svolge su iniziativa degli azionisti o della Società; la politica disciplina, inoltre, l'informativa al Consiglio sullo sviluppo e sui contenuti significativi del dialogo intervenuto e le modalità della sua diffusione e aggiornamento.

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

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

Tutte le attività operative di Eni sono riconducibili a una map-

pa di processi funzionali all'attività aziendale e integrati con le esigenze e principi di controllo esplicitati nei modelli di compliance e governance e basati sullo Statuto, sul Codice Etico e sul Codice di Corporate Governance 2020⁴, sul Modello 231⁵, sui principi SOA⁶ e sul CoSO Report⁷.

Relativamente alle tipologie di strumenti che compongono il Sistema Normativo:

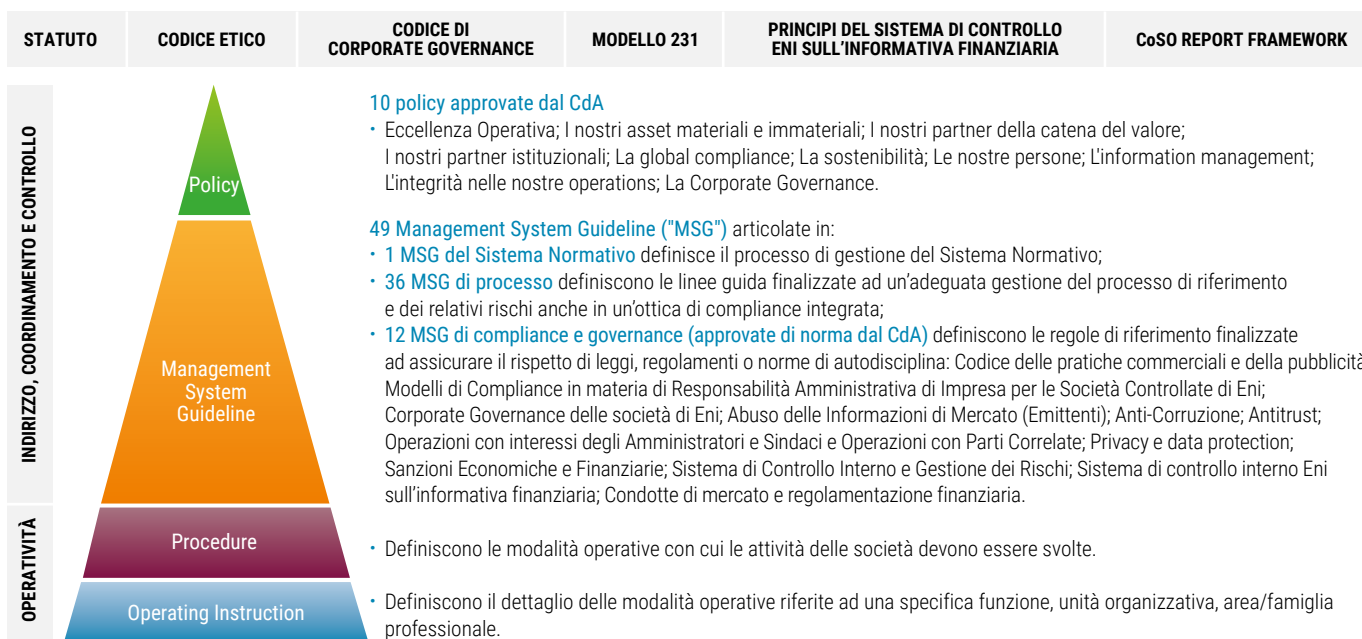
(4) Il 23 dicembre 2020, il CDA di Eni ha deliberato l'adesione al nuovo Codice, le cui raccomandazioni sono applicabili a partire dal 1° gennaio 2021, per cui ruoli, responsabilità e strumenti normativi devono tenere conto delle nuove raccomandazioni in materia, nonché delle decisioni assunte dal CDA in merito alle modalità applicative delle stesse raccomandazioni.

(5) Il 18 novembre 2021, il CDA ha approvato una nuova versione del Modello 231 che – adeguando il documento alle modifiche intervenute nell'assetto organizzativo di Eni – razionalizza e valorizza il sistema di controllo interno e i vari compliance program che lo compongono in coerenza con le recenti best practice in materia. In particolare, anche attraverso un richiamo espresso alla DNF, tra i sistemi che trovano una ulteriore declinazione rafforzativa vi sono quelli afferenti alle aree del contrasto alla corruzione, alla protezione ambientale e alla sicurezza (temi presenti nel D.Lgs. 254/2016).

(6) Sarbanes-Oxley Act, Legge statunitense del 2002.

(7) Framework emesso dal "Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (CoSO)" nel maggio 2013.

QUADRO DI RIFERIMENTO GENERALE DEL SISTEMA NORMATIVO



- le Policy, approvate dal Consiglio di Amministrazione, sono documenti inderogabili che definiscono i principi e le regole generali di comportamento che devono ispirare tutte le attività svolte da Eni al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi aziendali, tenuto conto di rischi e opportunità. Le Policy, trasversali ai processi, sono focalizzate su un elemento chiave della gestione d'impresa, si applicano a Eni SpA e, previo recepimento, a tutte le società controllate;
- le Management System Guideline ("MSG") rappresentano le linee guida comuni a tutte le realtà Eni e possono essere di processo o di compliance e governance (queste ultime approvate di norma dal Consiglio di Amministrazione) ed includono aspetti di sostenibilità. Le singole MSG emesse da Eni SpA si applicano alle società controllate, che ne assicurano il recepimento, salvo esigenze di deroga;
- le Procedure definiscono le modalità operative con cui le attività della Società devono essere svolte. Descrivono compiti e responsabilità dei referenti organizzativi coinvolti, modalità di gestione e controllo e flussi di comunicazione. Regolamentano l'operatività anche al fine di perseguire gli obiettivi di compliance alle normative locali. Il contenuto è definito nel rispetto delle Policy e delle MSG così come recepite dalle società;
- le Operating Instruction definiscono il dettaglio delle modalità operative riferite ad una specifica funzione/unità organizzativa/area professionale o famiglia professionale, ovvero alle persone e funzioni Eni coinvolte negli adempimenti nelle stesse discipline.

Gli strumenti normativi sono pubblicati sul sito intranet aziendale e, in alcuni casi, sul sito internet della Società. Inoltre, nel 2020 Eni ha aggiornato il proprio Codice Etico in cui ha rinnovato i valori aziendali che caratterizzano l'impegno delle persone di Eni e di tutte le terze parti che lavorano con l'azienda: integrità, rispetto e tutela dei diritti umani, trasparenza, promozione dello sviluppo, eccellenza operativa, innovazione, team work e collaborazione.

Nella prima delle due tabelle successive (pagg. XX), oltre alle Policy e al Codice Etico, sono considerati anche altri documenti Eni, approvati dall'AD e/o dal CdA. Nella seconda tabella (pagg. XX) sono invece riportati i modelli di gestione e organizzazione, tra cui sistemi di gestione, piani pluriennali, processi e gruppi di lavoro interfunzionali.

Infine, nel corso del 2022, in ottica di miglioramento continuo, e per accompagnare la strategia di transizione della Società, è stata avviata un'iniziativa per verificare, anche attraverso l'analisi di best practice di mercato, eventuali azioni di miglioramento dell'attuale Sistema Normativo di Eni in termini di strumenti e processo di gestione. Il 26 gennaio 2023 il CdA ha aggiornato le linee fondamentali della Policy Sistema Normativo, in linea con le esigenze operative e di governo della nuova strategia che ha richiesto un'evoluzione dell'architettura del Sistema Normativo che porterà a: (i) strumenti normativi più fruibili; (ii) processi decisionali e operativi più snelli e (iii) maggior consapevolezza del Management nell'individuazione dei rischi e delle azioni per la loro mitigazione.

POLICY E POSIZIONI PUBBLICHE DI ENI SULLE TEMATICHE DEL D.LGS. 254/2016



CAMBIAMENTO CLIMATICO

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050

OBIETTIVO: Contrastare il cambiamento climatico

DOCUMENTI PUBBLICI

Eni's responsible engagement on climate change within business association; Posizione di Eni sulle biomasse; Codice Etico di Eni.

PRINCIPI

- Decarbonizzazione totale di tutti i prodotti e i processi entro il 2050 in linea con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi;
- Assicurare coerenza e trasparenza nelle attività delle associazioni relativamente al posizionamento Eni in tema di cambiamento climatico e transizione energetica, in linea con le aspettative degli stakeholder;
- Promozione di un mix energetico a basso impatto carbonico e di un costante impegno nella ricerca e sviluppo;
- Il 100% delle biomasse utilizzate nelle bioraffinerie Eni è certificato secondo schemi volontari EU o sistema italiano di certificazione;
- Assicurare una gestione sostenibile delle biomasse lungo l'intera catena di fornitura;
- Promuovere il ruolo delle Natural Climate Solutions come leva di compensazione delle emissioni GHG residue hard-to-abate;
- Garantire trasparenza nella rendicontazione dei temi connessi al cambiamento climatico.



PERSONE

ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO: Valorizzare le persone Eni

DOCUMENTI PUBBLICI

Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; Policy Eni contro la violenza e le molestie sul lavoro; Codice Etico di Eni.

PRINCIPI

- Stabilire relazioni lavorative caratterizzate da correttezza, eguaglianza, non discriminazione, attenzione e rispetto per la dignità della persona;
- Sostenere modelli organizzativi che valorizzino la cooperazione tra persone provenienti da culture, prospettive ed esperienze diverse;
- Riconoscere la collaborazione come elemento fondante per costruire relazioni solide e durature attraverso le quali raggiungere gli obiettivi aziendali;
- Promuovere lo sviluppo di una cultura basata sulla diffusione delle conoscenze e credere nella formazione come strumento per l'arricchimento delle persone, per la diffusione dei valori etici e per il rafforzamento di una corporate identity comune;
- Sostenere modelli organizzativi che valorizzino la cooperazione tra persone provenienti da culture, prospettive ed esperienze differenti;
- Riconoscere alle nostre persone una remunerazione congrua alle responsabilità acquisite e al contributo fornito;
- Vietare senza alcuna eccezione ogni forma di violenza e molestie sul lavoro all'interno della Società.



SALUTE E SICUREZZA

ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO: Tutelare la salute e la sicurezza delle persone di Eni e dei contrattisti che lavorano per Eni

DOCUMENTI PUBBLICI

Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; Codice Etico di Eni.

PRINCIPI

- La sicurezza e la salute delle persone di Eni, della collettività e dei partner sono un obiettivo prioritario;
- Adottare misure di sicurezza volte a proteggere le persone e gli asset nel rispetto dei diritti umani delle comunità locali;
- Informare in modo chiaro e trasparente le nostre persone, la collettività e i nostri partner sulle necessarie misure preventive e protettive da attuare, per eliminare i rischi e le criticità dei processi e delle attività;
- Diffondere una cultura della salute e della sicurezza che costituisce impegno costante;
- Rispettare i diritti delle persone e delle Comunità locali dei Paesi in cui opera, con particolare riferimento al massimo livello conseguibile di salute fisica e mentale;
- Eni effettua valutazioni dei propri impatti reali e potenziali in materia di salute con l'obiettivo di pianificare specifiche azioni di mitigazione.



RISPETTO PER L'AMBIENTE

ECCELLENZA OPERATIVA

OBIETTIVO: Usare le risorse in modo efficiente e tutelare la biodiversità e i servizi ecosistemici (BES)

DOCUMENTI PUBBLICI

"Policy Eni sulla biodiversità e servizi ecosistemici"; "Impegno di Eni a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO"; "Posizionamento di Eni sull'acqua"; "La posizione Eni sulle biomasse"; Codice Etico di Eni.

PRINCIPI

- Includere soluzioni innovative volte a ridurre l'impatto delle operazioni mediante un uso efficiente delle risorse naturali, la tutela della biodiversità e della risorsa idrica;
- Impegno a partecipare attivamente al processo di prevenzione dei rischi e salvaguardia dell'ambiente;
- Promuovere lo sviluppo scientifico e tecnologico finalizzato alla tutela dell'ambiente;
- Considerare, nelle valutazioni progettuali e nell'operatività, la presenza di Siti Naturali del Patrimonio Mondiale dell'UNESCO e altre aree protette e rilevanti per la biodiversità, identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione (approccio "risk-based");
- Attraverso l'applicazione della Gerarchia di Mitigazione, dare priorità alle misure di mitigazione preventive rispetto alle correttive;
- Assicurare connessioni tra gli aspetti ambientali e sociali tra cui lo sviluppo sostenibile delle comunità locali.



DIRITTI UMANI

OBIETTIVO: Rispettare i diritti umani

DOCUMENTI PUBBLICI

Codice Etico di Eni; Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero"; Codice di condotta fornitori; Policy "Alaska Indigenous Peoples"; "Eni contro la violenza e le molestie sul lavoro".

PRINCIPI

- Assicurare il rispetto dei diritti umani internazionalmente riconosciuti nelle proprie attività e in quelle dei partner commerciali, in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP) e con le Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali;
- Sottoporre le proprie attività a un processo di due diligence sul rispetto dei diritti umani. Valutare e monitorare costantemente i propri impatti reali e potenziali e identificare strategie e soluzioni specifiche per migliorare l'efficacia dell'azione di prevenzione e mitigazione;
- Rispettare i diritti delle persone e delle comunità, riconoscendone e valorizzandone le specificità, con particolare riferimento a cultura, stili di vita, istituzioni, legami con la terra d'origine e modelli di sviluppo in linea con gli standard internazionali;
- Adottare misure di sicurezza volte a proteggere le persone e gli asset nel rispetto dei diritti umani delle comunità locali;
- Vietare qualsiasi tipologia di molestia di carattere sessuale comunque realizzata;
- Selezionare partner commerciali che rispettino il Codice di Condotta Fornitori Eni, che si impegnino nella prevenzione o mitigazione degli impatti sui diritti umani e rifiutare ogni forma di lavoro forzato e/o minorile;
- Verificare e offrire, anche in collaborazione con altri, rimedi a eventuali impatti negativi causati (o che abbia contribuito a causare).

ECCELLENZA OPERATIVA



FORNITORI

OBIETTIVO: Sviluppo della supply chain in ottica sostenibile

DOCUMENTI PUBBLICI

Codice di condotta fornitori, posizione Eni sui Conflict Minerals; Codice Etico di Eni; Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani; Eni's Slavery and Human Trafficking Statement.

PRINCIPI

- Adottare processi accurati di qualifica, selezione e monitoraggio dei nostri fornitori e partner, basati sui principi di trasparenza e integrità e non tollerare pratiche collusive, nel pieno rispetto della legalità;
- Definire e diffondere politiche, standard e regole che orientino l'azione dei fornitori e partner al rispetto dei Diritti Umani e dei principi di sostenibilità di Eni;
- Promuovere collaborazioni strategiche di lungo periodo basate su un approccio integrato, coordinato e trasparente, incoraggiando un'equa ripartizione dei rischi e delle opportunità;
- Sostenere la creazione di un luogo di lavoro responsabile, riconoscendo le diversità;
- Contrastare i cambiamenti climatici e i loro effetti;
- Supportare la transizione energetica low carbon salvaguardando l'ambiente e ottimizzando l'uso delle risorse.

ECCELLENZA OPERATIVA



TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE

OBIETTIVO: Contrastare ogni forma di corruzione senza alcuna eccezione

DOCUMENTI PUBBLICI

Management System Guideline "Anti-Corruzione"; "Segnalazioni, anche anonime, ricevute da Eni SpA e da società controllate in Italia e all'estero"; Linee Guida in Ambito Fiscale (Tax strategy); Posizione di Eni sulla trasparenza contrattuale; Codice Etico di Eni.

PRINCIPI

- Svolgere le attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà e integrità e nel rispetto delle leggi;
- Vietare qualsiasi forma di corruzione senza alcuna eccezione;
- Garantire sempre la conformità a leggi, norme e regolamenti per la prevenzione della corruzione e del riciclaggio applicabili;
- Effettuare iniziative di sensibilizzazione, comunicazione e formazione periodica in materia anti-corruzione e anti-riciclaggio;
- Garantire la comunicazione relativa alla MSG Anti-corruzione alle Terze Parti a Rischio attraverso la previsione di apposite clausole contrattuali e/o dichiarazioni e promuovere iniziative di formazione e sensibilizzazione ad esse dedicate.

ECCELLENZA OPERATIVA



COMUNITÀ LOCALI

OBIETTIVO: Favorire la relazione con le comunità locali e contribuire a uno sviluppo sostenibile anche attraverso partnership pubblico-private

DOCUMENTI PUBBLICI

Dichiarazione Eni sul rispetto dei diritti umani; Codice Etico di Eni; "Alaska Indigenous Peoples".

PRINCIPI

- Lavorare insieme alle comunità, alle organizzazioni locali e ai soggetti promotori di sviluppo per favorire una crescita locale autonoma, duratura e sostenibile;
- In ogni nostra attività, fin dalle prime valutazioni di fattibilità, e in collaborazione con le comunità locali, considerare gli aspetti ambientali, sociali, in materia di salute e sicurezza e di rispetto dei Diritti Umani;
- Promuovere forme di consultazione continua e trasparente allo scopo di informare le comunità locali e tener conto delle loro aspettative nelle nostre attività;
- Instaurare relazioni e partnership forti e durature con le comunità in cui operiamo, per costruire un valore condiviso che duri nel tempo.

ALLEANZE PER LO SVILUPPO

MODELLI DI GESTIONE E ORGANIZZAZIONE

CAMBIAMENTO CLIMATICO

- **Natural Resources**, per l'ottimizzazione e la progressiva decarbonizzazione del portafoglio Upstream;
- **Energy Evolution**, per l'espansione delle attività bio, rinnovabili e di economia circolare e dell'offerta di nuove soluzioni e servizi energetici;
- **Funzione centrale** dedicata che sovrintende la strategia e il posizionamento sul cambiamento climatico;

PERSONE

- **Processo di gestione e pianificazione occupazionale** funzionale ad allineare le competenze alle esigenze tecnico-professionali;
- **Strumenti per la gestione e sviluppo** per coinvolgimento, crescita e aggiornamento professionale, scambio di esperienze intergenerazionali e interculturali, costruzione di percorsi di sviluppo manageriale trasversali e professionale nelle aree tecniche core, valorizzazione e inclusione delle diversità;
- **Sviluppo di Strumenti Innovativi per la Gestione HR**;
- Supporto e **sviluppo delle competenze distintive** necessarie e coerenti con le strategie aziendali, focus su tematiche di transizione energetica e di digital transformation, anche tramite il ricorso a Faculty/Academy;
- **Sistema di gestione della qualità della formazione** aggiornato e conforme alla Norma ISO 9001:2015;

SALUTE

- **Sistema di gestione della salute** basato su una piattaforma operativa di provider sanitari qualificati e collaborazioni con istituzioni e centri di ricerca universitari e governativi nazionali e internazionali;
- **Medicina del lavoro** per la tutela della salute e della sicurezza dei lavoratori, in relazione all'ambiente di lavoro, ai fattori di rischio professionali e alle modalità di svolgimento dell'attività lavorativa;
- **Assistenza ed emergenza sanitaria** per l'erogazione di servizi sanitari coerenti con le risultanze delle analisi dei bisogni e dei contesti epidemiologici, operativi e legislativi; attività di preparazione e risposta alle emergenze sanitarie, compresi i piani di risposta alle epidemie e pandemie;

SICUREZZA

- **Sistema di gestione integrato** ambiente, salute e sicurezza dei lavoratori certificato ai sensi della Norma OHSAS ISO 45001 con la finalità di eliminare o ridurre i rischi a cui i lavoratori sono esposti nello svolgimento delle proprie attività lavorative;
- **Sistema di gestione della sicurezza di processo** con lo scopo di prevenire rischi di incidente significativo con l'applicazione di elevati standard gestionali e tecnici (applicazione di best practice per progettazione, gestione operativa, manutenzione e dismissione degli asset);

RISPETTO PER L'AMBIENTE

- **Sistema di gestione integrato** ambiente, salute e sicurezza: adottato in tutti gli stabilimenti e unità produttive e certificato ai sensi della Norma ISO 14001:2015 o EMAS per la gestione ambientale;
- **Applicazione processo ESHIA** (Environmental, Social and Health Impact Assessment) in tutti i progetti;
- **Tavoli tecnici per analisi e condivisione delle esperienze** su specifiche tematiche ambientali ed energetiche;
- **Analisi di misura di circolarità sito-specifiche**: mappatura di elementi già presenti, misurazione e individuazione di possibili interventi di miglioramento;

DIRITTI UMANI

- **Processo di gestione dei Diritti Umani** regolato da uno strumento normativo interno allineato agli United Nations Guiding Principles (UNGP);
- **Attività interfunzionali su Business e Diritti Umani** per allineare ulteriormente i processi ai principali standard e best practice internazionali;
- **Analisi degli impatti sui diritti umani (Human Rights Impact Assessment e Human Rights Risk Analysis)** con un modello di prioritizzazione risk-based dei progetti industriali;

FORNITORI

- **Programma Sustainable supply chain**: iniziative volte al coinvolgimento dei fornitori Eni, ed in generale delle imprese lungo le filiere industriali, nel percorso di misurazione, definizione di piani di sviluppo e attuazione di azioni di miglioramento del proprio profilo ESG;

TRASPARENZA E LOTTA ALLA CORRUZIONE

- **Modello 231**: definisce le responsabilità, attività sensibili e protocolli di controllo in materia di reati di corruzione ai fini del D.Lgs. 231/01 (riferito anche ai reati ambientali, e relativi alla salute e sicurezza dei lavoratori);
- **Compliance Program Anti-Corruzione**: sistema di regole e controlli per la prevenzione dei reati di corruzione;
- **Riconoscimenti del Compliance Program Anti-Corruzione di Eni SpA**: certificato ai sensi della Norma ISO 37001:2016;
- **Unità anti-corruzione e anti-riciclaggio** collocata nella funzione "Compliance Integrata" alle dirette dipendenze dell'AD;

COMUNITÀ LOCALI

- **Referente di sostenibilità a livello locale**, che si interfaccia con la sede centrale per definire i **programmi di sviluppo per le comunità locali (Local Development Programme)** in linea con i piani di sviluppo nazionali, ad integrazione dei processi di business;
- **Applicazione processo ESHIA (Environmental, Social and Health Impact Assessment)** in tutti i progetti di business;

INNOVAZIONE E DIGITALIZZAZIONE

- **Funzione Ricerca & Sviluppo centralizzata** strutturata per garantire un rapido ed effettivo deployment delle tecnologie sviluppate;
- **Gestione dei progetti di Innovazione Tecnologica** secondo le best practice (pianificazione e controllo per fasi secondo la maturità della tecnologia);

- **Sistemi di gestione dell'energia coordinati con la norma ISO 50001**, inclusi nel sistema normativo HSE, per il miglioramento delle performance energetiche e già implementati in tutti i principali siti Mid-Downstream e in fase di estensione a tutta Eni;
- **Organizzazione della ricerca e sviluppo tecnologico** finalizzata alla realizzazione ed applicazione di tecnologie a bassa impronta carbonica, in piena integrazione con le fonti rinnovabili, all'utilizzo delle biomasse e alla valorizzazione dei materiali di scarto.

- **Sistema di knowledge management** per l'integrazione e condivisione del know-how ed esperienze professionali;
- **Nuove iniziative di mobilità internazionale** per favorire una maggiore esposizione al business e **policy dedicata di Mobilità Internazionale** più flessibile e rafforzamento supporti a favore del work-life balance;
- **Sistema di gestione delle relazioni industriali a livello nazionale e internazionale**: modello partecipativo e piattaforma di strumenti operativi per favorire il coinvolgimento del personale, in accordo alle convenzioni ILO (International Labour Organization) e alle indicazioni dell'Institute for Human Rights and Business;
- **Sistema di welfare** per la conciliazione vita-lavoro.

- **Promozione della salute** iniziative di diffusione della cultura della salute identificate a seguito di analisi degli indicatori di salute disponibili per la popolazione generale;
- **Salute Globale**: iniziative volte al mantenimento, protezione e/o miglioramento dello stato di salute delle Comunità e attività di valutazione degli impatti sulla Salute - Health Impact Assessment.

- **Preparazione e risposta alle emergenze** con piani che pongono al primo posto la tutela delle persone e dell'ambiente;
- **Sistema di gestione della sicurezza di prodotto** per la valutazione dei rischi legati a produzione, importazione, immissione sul mercato, acquisto ed utilizzo di sostanze/miscele al fine di assicurare la salute umana e la tutela dell'ambiente lungo l'intero ciclo di vita;
- **Metodologia per l'analisi e la gestione del Fattore Umano** nella prevenzione degli incidenti.

- **Gruppi di lavoro** per la definizione del posizionamento strategico e degli obiettivi di Eni per la salvaguardia della risorsa idrica e della biodiversità;
- Sviluppo di una **metodologia unica e integrata** per l'analisi ambientale, la valutazione degli impatti/rischi per l'ambiente e l'organizzazione, anche di tipo 231, applicabile in Italia e all'estero;
- **Environmental Golden Rules**: 4 principi e 6 regole d'oro per promuovere comportamenti virtuosi più consapevoli e responsabili, nei confronti dell'ambiente da parte dei dipendenti e dei fornitori di Eni;
- Diffusione della cultura ambientale tramite il **programma di engagement dei siti e contrattisti**.

- **Sistema di gestione della security** finalizzato a garantire il rispetto dei diritti umani in tutti i Paesi, in particolare per quelli ad alta criticità;
- **Processo di gestione delle segnalazioni (whistleblowing)** volto anche all'individuazione delle segnalazioni aventi ad oggetto fatti o comportamenti contrari (o in contrasto) con la responsabilità assunta da Eni di rispettare i diritti umani di singoli individui o di comunità e all'adozione di azioni volte a mitigarne gli impatti;
- **Piano triennale di formazione e-learning** sulle principali aree di interesse sui diritti umani.

- **Processo di Procurement Sostenibile** che prevede la verifica delle caratteristiche ESG nonché dell'affidabilità tecnico-operativa, etica e reputazionale del fornitore in tutte le fasi del processo di procurement (qualifica, procedimento di gara, assegnazione e gestione del contratto) prevedendo meccanismi premianti e piani d'azione volti a promuovere un percorso di sviluppo sostenibile;
- **Vendor Development**: funzione dedicata alla definizione di strumenti a supporto del percorso di crescita e trasformazione dei fornitori Eni lungo le direttrici di "Transizione energetica e sostenibilità", "Solidità economico finanziaria" ed "Eccellenza Tecnologica digitale".

- **Partecipazione di Eni alle attività Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)** a livello internazionale e, nell'ambito dei multistakeholder group locali di EITI, a livello locale per promuovere un uso responsabile delle risorse, favorendo la trasparenza;
- **Modello di Compliance Integrata**: definisce, per i vari ambiti di compliance, le attività a rischio valutandone, con un approccio preventivo, il livello di rischio, modulando in ottica risk-based i controlli e monitorandone nel tempo l'esposizione.

- **Piattaforma Stakeholder Management System** finalizzata alla gestione e al monitoraggio delle relazioni con gli stakeholder locali e dei grievance;
- **Processo di gestione della sostenibilità nel ciclo di business** e specifiche progettuali secondo metodologie internazionali (es. Logical Framework).

- **Continuo aggiornamento delle procedure** relative alla protezione della proprietà intellettuale e all'individuazione dei fornitori di prestazioni/servizi professionali;
- **Funzioni di Open Innovation** (Open Innovation & Ecosystems Development; Joule, la scuola di Eni per l'Impresa; Eniverse; Eni Next) che operano in maniera sinergica per studiare e supportare il mercato dell'innovazione e sperimentare soluzioni innovative e sostenibili rispondenti ad esigenze di business.

APPROCCIO RESPONSABILE E SOSTENIBILE

La Mission esprime con chiarezza l'impegno di Eni nel voler raggiungere l'obiettivo di zero emissioni nette entro il 2050 attraverso un approccio di "Just Transition", ovvero in un'ottica di condivisione dei benefici sociali ed economici con i lavoratori,

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050	CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO		Eni ha definito un piano di medio-lungo termine volto a cogliere appieno le opportunità offerte dalla transizione energetica e ridurre progressivamente l'impronta carbonica delle proprie attività impegnandosi a raggiungere la totale decarbonizzazione di tutti i prodotti e processi entro il 2050. SDG: 7 9 12 13 15 17
	PERSONE		Eni si impegna a sostenere il percorso di "Just Transition" attraverso il consolidamento e l'evoluzione delle competenze, valorizzando ogni dimensione (professionale e non) delle proprie persone e riconoscendo i valori della diversità e l'inclusione di tutte le diversità. SDG: 3 4 5 8 10
	SALUTE		Eni considera la tutela della salute delle proprie persone, lavoratori, famiglie e comunità, nei Paesi in cui opera, un requisito e diritto umano fondamentale e ne promuove il benessere psico-fisico e sociale ponendolo al centro dei propri modelli operativi. SDG: 2 3 6 8
	SICUREZZA		Eni ritiene che la sicurezza sul lavoro sia un valore essenziale condiviso da dipendenti, appaltatori e stakeholder locali per prevenire gli incidenti e proteggere l'integrità degli asset. SDG: 3 8 9 11 14
	RISPETTO PER L'AMBIENTE		Eni promuove la tutela dell'ambiente e della biodiversità, e la gestione efficiente delle risorse con azioni volte al miglioramento dell'efficienza energetica e alla transizione verso un'economia circolare, identificando potenziali impatti e azioni di mitigazione. SDG: 3 6 9 11 12 14 15
	DIRITTI UMANI		Eni si impegna a rispettare i Diritti Umani (DU) nell'ambito delle proprie attività e a promuoverne il rispetto presso i propri partner e stakeholder. Tale impegno si fonda sulla dignità di ogni essere umano e sulla responsabilità delle imprese di contribuire al benessere degli individui e delle comunità locali. SDG: 1 2 3 8 10 16
	FORNITORI		Eni si impegna a sviluppare la propria supply chain in chiave sostenibile, coinvolgendo e supportando le imprese con strumenti concreti per facilitare il percorso di crescita e miglioramento sulle dimensioni ESG. SDG: 3 5 7 8 9 10 12 13 16 17
ECCELLENZA OPERATIVA	TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE		Eni svolge le proprie attività di business con lealtà, correttezza, trasparenza, onestà, integrità e nel rispetto delle leggi. SDG: 16 17
	ALLEANZE PER LO SVILUPPO		Le alleanze per lo sviluppo rappresentano l'impegno di Eni per una transizione equa con un ampio portafoglio di iniziative a favore delle comunità. SDG: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 13 15 17
TEMI TRASVERSALI	INNOVAZIONE TECNOLOGICA		Per Eni la ricerca, lo sviluppo, l'implementazione rapida di nuove tecnologie rappresentano un'importante leva strategica per la trasformazione del business. SDG: 7 9 12 13 16

la catena di fornitura, le comunità e i clienti in maniera inclusiva, trasparente e socialmente equa, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDG).

PRINCIPALI RISULTATI 2022

- -33% Net Carbon Footprint UPS e -19% Net Carbon Footprint Eni vs. 2018
- -17% Net GHG Lifecycle Emissions vs. 2018
- -3% Net Carbon Intensity vs. 2018

- +0,6 p.p. popolazione femminile vs. 2021
- Tasso di sostituzione donne maggiore di quello di uomini
- +1,2 p.p. personale femminile in posizioni di responsabilità vs. 2021
- +0,7 p.p. popolazione under 30 vs. 2021

- €72 mln per attività Salute, incluse spese per iniziative di Salute delle Comunità
- 82.700 registrazioni attività di promozione della salute
- 68% dipendenti con accesso al servizio di supporto psicologico

- TRIR^(a) = 0,41; 4 infortuni mortali
- 7 applicazioni della metodologia THEME in sito
- >6K risorse formate sulla Gestione della Sicurezza Operativa

- 90% riutilizzo delle acque dolci
- +29% rifiuti generati da attività produttive vs. 2021
- -23% oil spill operativi vs. 2021

- 2.622 persone formate per il programma triennale relativo a DU
- 100% della famiglia professionale Procurement formata sui DU
- 100% dei nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali
- 409 partecipanti al workshop Security & Human Rights in Nigeria

- 52% dei fornitori strategici valutati su percorso sviluppo sostenibile
- ~€4,5 mld di procurato Italia relativo a procedimenti con valutazioni ESG
- Adesione di 15 partner e >10K imprese all'iniziativa Open-es
- €23 mln di mini-bond finanziati dal programma Basket Bond - energia sostenibile

- Superamento audit di ricertificazione ISO 37001:2016
- Erogazione a circa 28K dipendenti del nuovo corso "Codice Etico, Anti-Corruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa"

- 63K nuovi studenti supportati nell'accesso all'educazione; 128K persone supportate nell'accesso alla tecnologia clean cooking; 7.8K persone supportate nell'accesso alla formazione professionale e sostenute nel potenziamento economico^(b); 71K persone sostenute nell'accesso all'acqua potabile; 120K persone sostenute nell'accesso ai servizi sanitari

- 70% della spesa R&D dedicata ad attività di decarbonizzazione

PRINCIPALI IMPEGNI E TARGET

- Net Zero Carbon Footprint UPS nel 2030 e Eni nel 2035
- Net Zero GHG Lifecycle Emissions e Carbon Intensity nel 2050

- +3 p.p. vs. 2020 della popolazione femminile entro il 2030
- >1 tasso di sostituzione donne al 2025
- +5 p.p. popolazione under 30 al 2026 vs. 2021
- +7 p.p. al 2030 presenza dipendenti non italiani in posizione di responsabilità vs. 2021
- +20% ore di formazione al 2026 vs. 2022

- ~€267 mln per le attività Salute 2023-26
- 80% dipendenti con accesso al servizio di supporto psicologico entro il 2026
- Iniziative digitali per il monitoraggio e miglioramento della salubrità degli ambienti di lavoro indoor

- Mantenimento del TRIR <0,40 nel quadriennio 2023-26; 0 infortuni mortali
- Estensione iniziative digitali in ambito sicurezza alle ditte contrattiste e digitalizzazione dei processi HSE
- Applicazione del modello di analisi del Fattore Umano sui siti Eni in Italia e all'estero

- Impegno a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico
- Riutilizzo dell'acqua dolce in linea con il trend degli ultimi 5 anni
- Acqua di produzione reiniettata in linea con il trend degli ultimi 5 anni a parità di perimetro
- Sviluppo di nuove tecnologie per il recupero dei rifiuti e implementazione su scala industriale

- 100% dei nuovi progetti valutati a rischio DU soggetti ad analisi specifiche
- Mantenere il 100% dei nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali
- Aggiornamento dei moduli del programma triennale di formazione su business e DU

- 100% di fornitori strategici valutati sul percorso di sviluppo sostenibile entro il 2025
- Procedimenti con valutazione ESG per il 75% del procurato Italia entro il 2023 e per il 50% del procurato estero entro il 2024
- 1.000 fornitori locali esteri coinvolti su Open-es entro il 2023

- Erogazione a tutti i dipendenti del nuovo corso "Codice Etico, Anti-Corruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa"
- Erogazione nuovo corso e-learning sul Compliance Program Anti-Corruzione ai dipendenti a medio e alto rischio
- Mantenimento della certificazione ISO 37001:2016

- Al 2026 assicurare l'accesso a: 62,9K studenti all'educazione; 265K persone alla tecnologia clean cooking; 26,1K persone alla formazione professionale ed al sostegno per il potenziamento economico^(b); 97,3K persone all'acqua potabile; 480K persone ai servizi sanitari

- Mantenimento del 70% della spesa R&D su temi relativi alla decarbonizzazione ogni anno per il quadriennio 2023-26

(a) Total Recordable Injury Rate e Lost Time Injury Frequency Rate.

(b) I beneficiari includono solo le persone formate e/o supportate per l'avvio o il rafforzamento di specifiche attività economiche, non i beneficiari per la costruzione di infrastrutture (strade, edifici civili, ecc.) o per le nuove attività di agro-business in corso di avvio. In alcuni casi i beneficiari non sono oggetto di formazione ma ricevono input, fondi o altro per avviare le attività economiche.

PRINCIPALI RISCHI ESG E LE RELATIVE AZIONI DI MITIGAZIONE

Per l'analisi e la valutazione dei rischi, Eni si è dotata di un Modello di Risk Management Integrato con l'obiettivo di consentire al management di assumere decisioni consapevoli con una visione complessiva e prospettica⁸. I rischi sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti, inclusi quelli di natura ambientale, di salute e sicurezza, sociale, reputazionale che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio; sono inoltre rappresentati, in base alla probabilità di accadimento e all'impatto, su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza. I risultati del risk assessment, inclusi i principali rischi ESG, vengono sottoposti con cadenza semestrale al Collegio Sindacale, al Comitato Controllo e Rischi e al CdA. Il rischio Climate Change si conferma tra i principali rischi ("Top Risk"): nell'evoluzione dello scenario internazionale, la strategia di Eni, volta a garantire la sicurezza e la sostenibilità del sistema energetico, mantiene una netta focalizzazione su una transizione energetica equa e sulla creazione di valore per gli stakeholder. Tra le azioni di de-risking: decarbonizzazione Upstream anche attraverso energy efficiency e progetti per la riduzione del flaring; sviluppo di iniziati-

ve Carbon Capture and Storage per i cicli industriali "hard-to-abate"; crescita dei biocarburanti con diversificazione dei feedstock facendo leva sull'integrazione verticale con la filiera agribusiness; sviluppo della chimica da fonti rinnovabili e da riciclo; crescita del portafoglio clienti e della capacità rinnovabile; iniziative per accelerare lo sviluppo di tecnologie breakthrough orientate alla decarbonizzazione. In termini di evoluzioni del portafoglio rischi, il "rischio biologico" si conferma tra i Top Risk con una riduzione dell'impatto per il progressivo alleggerimento delle misure di contenimento relative alla pandemia, mentre si riscontra, alla luce del contesto internazionale, l'innalzamento del livello di allerta sulla Cyber Security, con un costante monitoraggio per definire con tempestività le azioni atte a mitigare gli scenari di rischio ICT.

Per gli effetti della guerra Russia-Ucraina si rinvia al paragrafo dedicato all'interno della RFA (pag. XX).

Nella tabella sottostante si riporta una vista sintetica dei rischi ESG di Eni classificati in funzione degli ambiti del Decreto Legislativo 254/2016. Per ogni evento di rischio sono riportati la tipologia di rischio – Top Risk e non – e i riferimenti di pagina dove sono esposte le principali azioni di trattamento.

MODELLO DI GESTIONE DEI RISCHI

AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	EVENTO DI RISCHIO	TOP RISK	PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO
RISCHI TRASVERSALI	Rischi connessi alle attività di ricerca e sviluppo		DNF - Neutralità carbonica al 2050, pagg. XX; Sicurezza, pagg. XX; Rispetto per l'ambiente, pagg. XX.
	Cyber Security		RFA - Risk Management Integrato, pagg. XX; Rischio Cyber Security, pagg. XX
	Rapporti con gli stakeholder locali		RFA - Risk Management Integrato, pagg. XX; Rischio Paese, pagg. XX; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. XX DNF - Alleanze per lo sviluppo, pagg. XX
	Instabilità politica e sociale e Global security risk		RFA - Risk Management Integrato, pagg. XX; Rischio Paese, pagg. XX
	Rischi connessi alla Corporate Governance		RFA - Risk Management Integrato, pagg. XX;

 Top risk

(8) Per maggiori informazioni si veda il capitolo Risk Management Integrato a pagg. XX.

	AMBITI DEL D.LGS. 254/2016	EVENTO DI RISCHIO	TOP RISK	PRINCIPALI AZIONI DI TRATTAMENTO
NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050	CAMBIAMENTO CLIMATICO Art. 3.2, commi a) e b)	• Rischio Climate Change: - Rischi connessi alla transizione energetica - Rischi fisici		RFA - Risk Management Integrato, pagg. XX; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. XX; Rischio climate change, pagg. XX DNF - Neutralità carbonica al 2050 (risk management), pagg. XX
	PERSONE Art. 3.2, commi c) e d)	• Rischio Biologico ovvero diffusione di pandemie ed epidemie con potenziali impatti sulle persone e sui sistemi sanitari nonché sul business		RFA - Risk Management Integrato, pagg. XX; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. XX; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. XX; Effetti della pandemia COVID-19, pagg. XX
ECCELLENZA OPERATIVA		• Rischi su salute e sicurezza delle persone: - Infortuni a lavoratori e contrattisti - Incidenti di process safety e asset integrity		DNF - Persone, pagg. XX , Sicurezza, pag. XX
	RISPETTO PER L'AMBIENTE Art. 3.2, commi a), b) e c)	• Rischi connessi al portafoglio competenze		
		• Blow out		RFA - Risk Management Integrato, pagg. XX ; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pagg. XX ; Rischi operation e connessi rischi in materia HSE, pagg. XX ; Evoluzione della regolamentazione ambientale pagg. XX ; Rischio idrico pagg. XX ; Gestione emergenze e spill pagg. XX
		• Incidenti di process safety e asset integrity		
		• Rischio normativo settore energy		
		• Permitting		
		• Rischi in materia ambientale (es. scarsità idrica, oil spill, rifiuti, biodiversità)		
		• Coinvolgimento in indagini e contenziosi HSE		DNF - Rispetto per l'ambiente, pagg. XX
	DIRITTI UMANI Art. 3.2, comma e)	• Rischi connessi alla violazione dei diritti umani (diritti umani nella catena di fornitura, diritti umani nella security, diritti umani nel posto di lavoro, diritti umani nelle comunità locali)		DNF - Diritti Umani (gestione dei rischi), pagg. XX
	FORNITORI Art. 3.1, comma c)	• Rischi connessi alle attività di procurement		DNF - Fornitori (gestione dei rischi), pag. XX
	TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE Art. 3.2, comma f)	• Rischi Compliance (antibribery, privacy, ...)		RFA - Risk Management Integrato, pagg. XX; Coinvolgimento in procedimenti legali e indagini anti-corruzione, pagg. XX RCG - Il sistema di controllo interno e di gestione dei rischi DNF - Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale, pagg. XX
ALLEANZE PER LO SVILUPPO	COMUNITÀ Art. 3.2, comma d)	• Rischi connessi al local content		RFA - Risk Management Integrato, pagg. XX; Rischio Paese, pagg. XX; Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, pag. XX DNF - Alleanze per lo sviluppo, pagg. XX

NEUTRALITÀ CARBONICA AL 2050



Consapevole dell'emergenza climatica in atto, Eni vuole essere parte attiva del percorso di transizione del settore energetico con una strategia di lungo termine che traguarderà la Neutralità Carbonica nel 2050, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C a fine secolo. Eni è da tempo impegnata nel promuovere una disclosure completa ed efficace in materia di cambiamento climatico e in tal senso conferma l'impegno verso la piena implementazione delle raccomandazioni della Task Force on Climate Related Financial Disclosures (TCFD) del Financial Stability Board, che Eni ha adottato sin dal 2017, primo anno di rendicontazione utile.

L'informativa sulla Neutralità Carbonica al 2050 è quindi strutturata secondo le quattro aree tematiche indicate dalla TCFD: Governance, Risk Management, Strategia e Metriche e Target. Di seguito sono presentati gli elementi chiave di ciascuna tematica; per una disamina completa della strategia climatica di Eni si rimanda ad "Eni for - A just transition" e ulteriori approfondimenti saranno disponibili nella risposta Eni al questionario CDP Climate Change 2023.

Governance

Ruolo del CdA. La strategia di decarbonizzazione è parte integrante della strategia d'impresa di Eni e trova attuazione anche tramite un sistema strutturato di Corporate Governance, in cui CdA e AD hanno un ruolo centrale nella gestione dei principali aspetti legati al cambiamento climatico. Il CdA, in particolare, esamina ed approva, su proposta dell'AD, il Piano strategico, in cui sono definiti strategie ed obiettivi riferiti anche al cambiamento climatico ed alla transizione energetica e a partire dal 2019 esamina ed approva anche il Piano di medio-lungo termine di Eni, finalizzato a delineare e monitorare l'evoluzione dei target di decarbonizzazione e la loro sostenibilità economica e di business su un orizzonte temporale fino al 2050.

Nello svolgimento di tali attività, a partire dal 2014, il CdA di Eni è supportato dal Comitato Sostenibilità e Scenari (CSS), comitato endoconsiliare istituito su base volontaria, che ha tra gli altri il compito di approfondire, con cadenza periodica, l'integrazione tra strategia, scenari evolutivi e sostenibilità del business nel medio-lungo termine, in ottica di transizione energetica e cambiamenti climatici. Nel corso del 2022 il CSS ha approfondito diversi temi connessi al cambiamento climatico tra cui: le attività R&D per la transizione energetica, i sistemi di carbon pricing, le attività agro-feedstock, i carbon offset Nature & Technology Based, il posizionamento di Eni rispetto ai peer in materia di obiettivi e strategie climatiche, i risultati di Eni nei questionari CDP, le risoluzioni sul clima e le disclosure assembleari, i progetti di Carbon Capture and Storage (CCS) e temi correlati alla

Just Transition. Inoltre, con riferimento alla composizione del Consiglio, si segnala che sulla base dell'autovalutazione condotta, circa il 90% dei Consiglieri ha espresso il proprio giudizio positivo sulle professionalità in seno al Consiglio – intese in termini di conoscenze, esperienze e competenze (con particolare riguardo ad attività di consulenza, formazione e pubblicazione in campo energetico e ambientale, partecipazione a organismi governativi e non governativi, nazionali e internazionali, che si occupano di tali tematiche) – e sul contributo individuale che i singoli Consiglieri ritengono di apportare al CdA in materia di sostenibilità, ESG e transizione energetica, temi che hanno caratterizzato il lavoro del Consiglio per l'intero mandato. La centralità di tali competenze viene altresì ribadita nell'Orientamento agli azionisti sulla composizione ottimale del futuro Consiglio di Amministrazione, nel quale viene sottolineata l'importanza di assicurare che gli amministratori di Eni abbiano una conoscenza delle tematiche relative alla sostenibilità ed al controllo dei rischi climatici e ambientali, agita in ruoli manageriali o imprenditoriali e acquisita in contesti industriali comparabili a quelli nei quali opera la Società.

È riconosciuto unanimemente l'impegno e il commitment dell'intero Consiglio sui temi della transizione energetica, del cambiamento climatico, della sostenibilità ed ESG, sia nel proprio ruolo di indirizzo strategico che nella propria attività di monitoraggio in relazione al percorso di transizione intrapreso. Altrettanto significativo il supporto fornito dai Comitati endoconsiliari, in particolare il Comitato Sostenibilità e Scenari, per mantenere continuità di formazione e confronto su questi temi, che vengono unanimemente visti in crescita prospettica, insieme ai temi di strategia e di business. Subito dopo la nomina del Consiglio e del Collegio Sindacale è stato realizzato un programma di formazione (cd. "board induction") per amministratori e sindaci che ha riguardato, tra l'altro, tematiche relative al percorso di decarbonizzazione e alla sostenibilità ambientale e sociale delle attività di Eni. L'esposizione economico-finanziaria di Eni al rischio derivante dall'introduzione di nuovi meccanismi di carbon pricing è esaminata dal CdA sia nella fase preliminare di autorizzazione del singolo investimento, che in quella successiva di monitoraggio semestrale dell'intero portafoglio progetti. Il CdA è inoltre informato annualmente sul risultato dell'impairment test effettuato sulle principali Cash Generating Unit. Dal 2021, lo scenario NZE (Net Zero Emissions) della IEA⁹ è incluso tra gli scenari per le valutazioni di portafoglio (cfr. pagine XX, par. "Rischio Climate Change"). Infine, il CdA è trimestralmente informato sugli esiti delle attività di risk assessment e monitoraggio dei top risk di Eni, tra cui è incluso il climate change.

(9) International Energy Agency.

Ruolo del management. Tutte le strutture aziendali sono coinvolte nella definizione o attuazione della strategia di neutralità carbonica che si riflette nell'assetto organizzativo di Eni con le due Direzioni Generali: Natural Resources, attiva nell'ottimizzazione e progressiva decarbonizzazione del portafoglio Upstream, delle iniziative in ambito di Natural Climate Solutions e progetti di stoccaggio della CO₂, ed Energy Evolution, attiva nell'espansione delle attività bio, rinnovabili e di economia circolare e dell'offerta di nuove soluzioni e servizi energetici. Dal 2019 le tematiche relative alla strategia sul clima sono parte della pianificazione di lungo termine e gestite dall'area CFO attraverso strutture dedicate con lo scopo di sovrintendere al processo di definizione della strategia climatica Eni e del relativo portafoglio di iniziative, in linea con gli accordi internazionali sul clima. L'impegno strategico per la riduzione dell'impronta carbonica è parte dei traguardi essenziali dell'azienda e si riflette quindi anche nei Piani di Incentivazione Variabile destinati all'AD e al management aziendale. In particolare, il Piano di Incentivazione di Lungo Termine di tipo azionario 2020-2022 prevede specifici obiettivi di decarbonizzazione, transizione energetica che include la produzione di biojet ed economia circolare, con peso complessivo pari al 35%, coerenti con gli obiettivi comunicati al mercato e in un'ottica di allineamento agli interessi di tutti gli stakeholder. Il Piano di Incentivazione di Breve Termine con differimento 2022 (IBT) è anch'esso strettamente connesso agli obiettivi di trasformazione strategica di Eni includendo obiettivi di decarbonizzazione e transizione energetica coerenti con il Piano di Incentivazione di Lungo Termine, con un peso complessivo pari al 25% per l'AD e, secondo pesi coerenti con le responsabilità attribuite, per tutto il management aziendale.

Risk management

Il processo per identificare e valutare i rischi climate-related è parte del Modello di Risk Management Integrato Eni (vedi sezione "Risk Management Integrato" della RFA pag. XX) sviluppato per assicurare che le decisioni prese tengano conto dei rischi in un'ottica integrata, complessiva e prospettica. Il processo assicura la rilevazione, il consolidamento e l'analisi di tutti i rischi Eni e supporta il CdA nella verifica di compatibilità del profilo di rischio con gli obiettivi strategici, anche in ottica di medio-lungo termine, monitorando l'evoluzione dei rischi principali e delle azioni con valenza di de-risking. I rischi, incluso il Climate

Change, sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti, inclusi quelli di natura ambientale, di salute e sicurezza, sociale, reputazionale che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio; tali rischi sono inoltre rappresentati, in base alla probabilità di accadimento e all'impatto, su matrici che ne consentono il confronto e la classificazione per rilevanza. I rischi connessi al climate change sono analizzati, valutati e gestiti considerando gli aspetti individuati nelle raccomandazioni della TCFD che si riferiscono sia ai rischi legati alla transizione energetica (scenario di mercato, evoluzione normativa legale e tecnologica e aspetti reputazionali) sia al rischio fisico (acuto e cronico) connesso al cambiamento climatico. L'identificazione dei principali rischi di transizione adotta un approccio integrato bottom-up e top-down. Il primo viene applicato durante il risk assessment fino al livello di linea di business e consociata e valuta, mediante interviste coi Risk Owner, i rischi esecutivi relativi alle azioni strategiche di de-risking del Climate Change. L'approccio Top-down coinvolge team multidisciplinari (a copertura degli aspetti normativi, legali, tecnologici, etc.) e identifica, anche in ottica di medio-lungo termine, possibili evoluzioni del contesto. L'analisi tiene conto sia di fonti esterne (ad es. gli scenari IEA) sia di monitoraggi interni. Per quanto riguarda il rischio fisico, Eni ha sviluppato un processo di assessment che include sia i propri asset sia quelli di terze parti che possono avere impatto sull'operatività Eni. Il processo, in costante evoluzione anche sulla base delle risultanze delle prime implementazioni, sulla scorta di dati forniti da data provider specialistici, valuta il rischio inerente degli asset (sulla base della posizione e su un orizzonte temporale di 30 anni) rispetto a 10 rischi identificati (acuti e cronici). Per gli asset esposti viene valutata la forza e l'efficacia delle azioni di mitigazione esistenti, identificando il rischio residuo (per singolo asset). Gli asset che risultano ancora esposti vengono analizzati in maniera più dettagliata nell'ambito del processo di Asset Integrity con una verifica specifica della congruenza tra criteri di progettazione adottati e le condizioni climatiche prospettiche. A conclusione del processo, se necessario, vengono identificate ulteriori azioni di mitigazione da implementare. Si riporta in tabella una sintesi dei principali rischi e opportunità correlati alla transizione individuati da Eni. Per l'analisi approfondita di contesto per singolo driver, incluso rischio fisico, si rimanda alla sezione fattori di Rischio a pag. XX della RFA.

RISCHI DI TRANSIZIONE

OPPORTUNITÀ

SCENARIO LOW CARBON	• Incertezza sullo sviluppo dei mercati per nuovi prodotti • Cambiamento delle preferenze dei consumatori (es. declino della domanda globale di idrocarburi) • Perdita di risultato e cash flow • Rischio di "stranded asset" • Impatti sui ritorni per l'azionista	• Apertura di nuove opportunità di mercato per prodotti low-carbon • Sviluppo di energie rinnovabili e low carbon • Crescita della domanda di idrogeno • Diversificazione delle materie prime per bioraffinerie e settore chimico e sviluppo di nuovi prodotti • Sviluppo della CCS
TEMI NORMATIVI E LEGALI	• Nuovi obblighi normativi che impongono un potenziale incremento dei costi operativi e d'investimento per i business tradizionali • Nuovi obblighi normativi che impongono una potenziale riduzione della domanda di idrocarburi • Procedimenti in materia di climate change e greenwashing	• Sviluppo di energie rinnovabili e low carbon • Diversificazione delle materie prime per bioraffinerie e settore chimico e sviluppo di nuovi prodotti • Rivalutazione degli asset in chiave circolare • Interventi di efficientamento energetico con l'adozione di BAT
EVOLUZIONE TECNOLOGICA	• Riduzione della domanda di idrocarburi per via di breakthrough tecnologici • Redditività e rischi specifici di tecnologie per la transizione	• Sviluppo di energie rinnovabili e low carbon • Sviluppo di nuovi prodotti e servizi attraverso R&S e innovazione • Partnership per lo sviluppo di soluzioni tecnologiche per la riduzione delle emissioni
REPUTAZIONE	• Cambiamento delle preferenze dei consumatori • Deterioramento dell'immagine del settore a fronte di accuse di greenwashing • Ricadute sull'andamento del titolo • Calo attrattività per i risparmiatori retail	• Sviluppo di energie rinnovabili e low carbon • Ricadute positive sulla percezione degli stakeholder (es. apprezzamento del titolo) • Posizionamento distintivo di Eni nei benchmark climatici • Partnership per la decarbonizzazione

Strategia e obiettivi

Il percorso che porterà Eni alla Neutralità Carbonica nel 2050 si compone di una serie di obiettivi che prevedono prima l'azzeramento delle emissioni nette (Scope 1+2) del business Upstream al 2030 e di tutta Eni al 2035, per poi raggiungere l'azzeramento netto al 2050 di tutte le emissioni GHG Scope 1, 2 e 3 associate al portafoglio dei prodotti venduti:

- Net Zero Carbon Footprint Upstream (Scope 1+2) @2030, con target intermedio di - 65% @2025 vs. 2018;
- Net Zero Carbon Footprint Eni (Scope 1+2) @2035;
- -35% delle Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) @2030 vs. 2018, -55% @2035 e -80% @2040;
- -15% della Net Carbon Intensity dei prodotti energetici venduti @2030 vs. 2018 e -50% @2040.

Le emissioni residue verranno compensate attraverso offset, principalmente da Natural Climate Solutions, che contribuiranno per circa il 5% della riduzione complessiva delle emissioni di filiera al 2050.

Gli obiettivi di decarbonizzazione di Eni si basano su un piano di trasformazione industriale progettato su soluzioni concrete ed economicamente sostenibili, trainate da soluzioni tecnologiche già disponibili:

- riduzione della produzione di idrocarburi nel medio-lungo termine con plateau atteso entro il 2030 e crescita progressiva della componente gas che trapperà il 60% al 2030 e più del 90% dopo il 2040;
- incremento della capacità di raffinazione "bio" a più di 5 milioni di tonnellate entro il 2030, palm oil free da fine 2022 e integrazione verticale con l'Upstream con 700.000 tonnellate di feedstock entro il 2026;
- progressivo incremento della capacità rinnovabile installata di Plenitude con oltre 15 GW entro il 2030, per arrivare a 60

GW al 2050 nell'ambito di una crescita della base clienti a più di 20 milioni nel 2050;

- sviluppo di business per la mobilità sostenibile con più di 30.000 punti di ricarica per veicoli elettrici al 2026 e circa 160.000 al 2050;
- progressivo aumento della produzione di nuovi vettori energetici e fusione magnetica, con il primo impianto operativo atteso nei primi anni del 2030;
- sviluppo di hub dedicati allo stoccaggio della CO₂ per le emissioni hard-to-abate da siti industriali Eni e di terzi, arrivando ad una capacità di stoccaggio di circa 50 MtCO₂ nel 2050 (Eni share).

L'evoluzione verso un portafoglio di prodotti totalmente decarbonizzati sarà supportata da una progressiva crescita della quota di investimenti dedicati a nuove soluzioni energetiche e servizi, che raggiungerà il 30% degli investimenti complessivi nel 2026, il 70% nel 2030 e fino all'85% nel 2040. Dopo il 2035, queste attività genereranno un free cash flow positivo e contribuiranno al flusso di cassa di Gruppo per circa il 75% in media nel periodo 2040-2050. La spesa destinata alle attività zero e low carbon sarà pari a €13,8 miliardi nel quadriennio 2023-26. Eni si impegna inoltre ad allineare i piani e le decisioni di investimento alla strategia di decarbonizzazione, riducendo progressivamente la quota di spesa dedicata alle attività O&G, selezionando i progetti di investimento secondo rigide soglie emissive ed eliminando gradualmente gli investimenti in attività o prodotti "unabated" come condizione necessaria per raggiungere la neutralità carbonica entro la metà del secolo. Il piano di decarbonizzazione è integrato nella strategia di finanziamento di Eni, che allinea sostenibilità economica ed ambientale, e ha visto nel 2021 l'emissione del primo sustainability-linked bond del

settore O&G, il cui tasso d'interesse è connesso agli obiettivi di transizione energetica annunciati dall'azienda.

Metriche e commenti alle performance

Eni è storicamente impegnata nella riduzione delle proprie emissioni GHG dirette ed è stata tra i primi del settore ad aver definito, a partire dal 2016, una serie di obiettivi volti a migliorare le performance relative alle emissioni GHG degli asset operati, con indicatori specifici che illustrano i progressi finora conseguiti in termini di riduzione di emissioni di GHG. A questi si sono aggiunti nel 2020 gli indicatori contabilizzati su base equity, che fanno riferimento ad una metodologia di contabilizzazione GHG distintiva, che considera tutti i prodotti energetici gestiti dai vari business Eni, inclusi gli acquisti da terzi, e tutte le emissioni che essi generano lungo l'intera filiera (Scope 1+2+3), secondo un approccio well-to-wheel.

La metodologia è stata sviluppata con la collaborazione di esperti indipendenti e gli indicatori risultanti sono oggetto di verifica di terza parte nell'ambito del processo di verifica dei dati GHG Eni (si veda Eni for Sustainability Performance 2022 per relazione del revisore e GHG Statement).

Di seguito sono riportate le performance dei principali indicatori equity:

Net GHG Lifecycle Emissions: l'indicatore fa riferimento a tutte le emissioni Scope 1, 2 e 3 associate alle attività e i prodotti energetici venduti da Eni, lungo la loro catena del valore e al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions. Nel 2022 l'indicatore è in riduzione di circa l'8% rispetto al 2021, guidato principalmente dal calo della produzione Upstream e delle vendite di gas del settore GGP.

Net Carbon Intensity: l'indicatore è calcolato come il rapporto tra le emissioni assolute nette GHG (Scope 1, 2 e 3) lungo la catena del valore dei prodotti energetici e la quantità di energia inclusa negli stessi. Nel 2022 è sostanzialmente stabile rispetto al 2021 (-0,3%); l'andamento è influenzato da un lato dall'aumento della produzione di energia rinnovabile (+160% vs. 2021) in parte compensato dalla riduzione delle vendite di gas di GGP. Tali metriche sono integrate da specifici indicatori per il monitoraggio delle emissioni operative:

Net Carbon Footprint Upstream: l'indicatore considera le emissioni Scope 1+2 provenienti dagli asset upstream operati da Eni e da terzi, al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions. Nel 2022 l'indicatore è in miglioramento rispetto al 2021 in virtù di un calo delle emissioni dell'11% correlato ad una minore produzione Upstream e alla compensazione tramite crediti offset, che ammontano nel 2022 a 3 MtCO₂eq. I crediti sono legati a progetti Natural Climate Solutions (NCS), di contrasto alla deforestazione.

Net Carbon Footprint Eni: l'indicatore considera le emissioni Scope 1+2 dalle attività operate da Eni e da terzi, al netto degli

offset principalmente da Natural Climate Solutions. Nel 2022 l'indicatore è in miglioramento in virtù di un calo delle emissioni di circa l'11% correlato ai business Upstream e Power e alla compensazione tramite crediti offset, che ammontano nel 2022 a 3 MtCO₂eq.

Per quanto riguarda le emissioni **indirette GHG Scope 3**, vengono contabilizzate in accordo alle linee guida IPIECA, che prevedono un'analisi per attività. Tra queste, le emissioni GHG legate al consumo finale dei prodotti venduti (cd. Scope 3, categoria end-use) costituiscono il contributo più rilevante, e vengono calcolate sulla base della produzione upstream in quota equity. Queste emissioni rappresentano una quota delle emissioni Scope 3 end-use considerate negli indicatori Net GHG Lifecycle Emissions e Net Carbon Intensity, in particolare rappresentano le emissioni dai consumatori finali dalla filiera upstream Eni. Nel 2022 sono diminuite del 7% rispetto al 2021 per effetto della riduzione delle produzioni di idrocarburi vendute dal business Upstream. Per le altre categorie di emissioni Scope 3, l'andamento è sostanzialmente costante nel periodo 2016-2022.

Con riferimento specifico agli asset operati, si riporta di seguito una sintesi dell'andamento degli indicatori principali, contabilizzati al 100% secondo il criterio dell'operatore.

Complessivamente, **le emissioni dirette di GHG derivanti dalle attività operate da Eni** nel 2022 sono state pari a 39,4 mln di tonnellate di CO₂eq. in lieve riduzione rispetto al 2021, principalmente per effetto del calo delle emissioni nei business upstream, power e chimica, parzialmente compensato da un aumento nel settore trasporto e liquefazione gas. Le emissioni indirette GHG Scope 2, nel 2022 sono diminuite del 3% circa rispetto al 2021, anche in virtù di minori consumi del settore Chimica (nuovo assetto impianto Porto Marghera). Tali emissioni sono legate agli acquisti di energia da terzi e destinata al consumo degli asset operati e per Eni sono marginali in quanto la generazione elettrica avviene prevalentemente tramite proprie installazioni.

Gli interventi effettuati nell'anno consentono un risparmio effettivo di energia primaria rispetto ai consumi di baseline di circa 422 ktep/anno derivanti principalmente da progetti in ambito upstream (circa 84%), con un beneficio in termini di riduzione di emissioni pari a circa 1 milione di tonnellate di CO₂eq. Se si considerano anche le emissioni Scope 2, ovvero derivanti da energia elettrica e termica acquistate, il risparmio netto di CO₂ derivante da progetti di energy saving ammonta a circa 1.1 milioni di ton di CO₂eq.

Per quanto riguarda gli **asset operati upstream**, l'intensità emissiva GHG, espressa come rapporto tra emissioni dirette Scope 1 e produzione lorda operata, nel 2022 risulta in lieve aumento in virtù di un calo delle produzioni non del tutto compensato dal calo di emissioni assolute, legato anche alla riduzione del flaring di routine e delle emissioni fuggitive. I volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine si sono infatti ridotti nel 2022 di circa il 9% rispetto al 2021, principalmente

per gli interventi di efficientamento e valorizzazione del gas in Egitto e in Nigeria, mentre le emissioni fuggitive sono in progressiva riduzione grazie al monitoraggio e le manutenzioni effettuate nell'ambito delle campagne LDAR (Leak Detection And Repair) che vengono svolte con cadenza periodica e che nel 2022 hanno contribuito ad una riduzione delle emissioni pari a circa 50 ktCO₂eq. rispetto al 2021.

Il business delle rinnovabili nel 2022 ha raggiunto una capacità installata da fonti rinnovabili di 2,3 GW (raddoppiando il risultato del 2021). Tale crescita è stata ottenuta grazie allo sviluppo organico di progetti negli Stati Uniti (Brazoria, Texas), in Spagna (Cerillares) e in Kazakhstan (Badamsha 2), nonché alle recenti acquisizioni in Europa (Gruppo Plt e Fortore Energia in Italia e Cuevas in Spagna) e negli Stati Uniti (Corazon, Texas). La produzione di energia rinnovabile ha raggiunto i 2,8 TWh (più che raddoppiando il risultato del 2021), grazie al contributo degli asset in operation sia sviluppati organicamente che acquisiti. Nel 2022 i consumi di fonti primarie di Eni sono diminuiti in relazione ai minori livelli produttivi rispetto al 2021. L'energia totale consumata è stata pari a 517 milioni di GJ, di cui upstream 226 milioni di GJ, Power 161 milioni di GJ, R&M 60 milioni di GJ e Chimica 55 milioni di GJ.

Rispetto al 2021 la produzione di biocarburanti è in flessione a causa di alcune fermate presso la bioraffineria di Gela; in crescita le produzioni a Venezia. Per il 2022 l'impegno economico di Eni in attività di ricerca scientifica e sviluppo tecnologico ammonta a €164 milioni, di cui circa 114 destinati al percorso di decarbonizzazione ed economia circolare. Tale investimento si riferisce alle tematiche di energy transition, bioraffinazione, chimica da fonti rinnovabili, produzione di energia da fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni ed efficienza energetica.

Disclosure climatica – La trasparenza nella rendicontazione connessa al cambiamento climatico e la strategia messa in atto dall'azienda hanno permesso ad Eni di essere confermata, anche nel 2022, nella fascia di leadership del programma CDP Climate Change. Il punteggio ottenuto da Eni, pari ad A-, risulta superiore

sia alla media globale (C) che di settore, che si attesta sullo score B¹⁰. Nello stesso anno, la ricerca di Carbon Tracker¹¹ sulle Integrated Energy Companies (IEC) ha collocato Eni prima tra i peer grazie alla completezza della metodologia emissiva GHG, dei target intermedi di medio-lungo termine e del perimetro emissivo esteso a tutta la compagnia. Anche il recente Net Zero Company Benchmark della coalizione di investitori CA100+¹² ha segnalato Eni, per il secondo anno consecutivo, come una delle società più allineate ai requisiti del Net Zero Company Benchmark di CA100+ in termini di target di riduzione delle emissioni GHG, governance e disclosure climatica. La valutazione di CA100+ rappresenta uno dei principali riferimenti per l'orientamento degli investitori sulla strategia climatica ai fini del voto in assemblea.

Impegno nelle partnership – Le partnership sono uno dei driver strategici del percorso di decarbonizzazione di Eni, che da tempo collabora con il mondo accademico, la società civile, le istituzioni e le imprese per favorire la transizione energetica, consentendo di valorizzare e generare conoscenze, condividere best practice e sostenere iniziative in grado di creare contemporaneamente valore per l'azienda e per i suoi stakeholder. Nell'ambito delle proprie partnership e attività di advocacy, Eni sostiene e condivide in maniera chiara e trasparente il proprio posizionamento sui principi ritenuti essenziali nella difesa del clima, avendo pubblicato, nel 2020, le proprie linee guida sull'engagement responsabile in materia di cambiamenti climatici all'interno delle associazioni di cui fa parte¹³. L'allineamento tra il posizionamento di Eni e delle associazioni di business cui partecipa viene inoltre valutato periodicamente attraverso "l'Assessment of industry association's climate policy positions"¹⁴. Tra le numerose iniziative internazionali sul clima a cui Eni partecipa, "l'Oil and Gas Climate Initiative" (OGCI) riveste un ruolo chiave per l'accelerazione della risposta del settore Oil & Gas alle sfide poste dal cambiamento climatico. Costituita nel 2014 da 5 società, tra cui Eni, OGCI conta oggi dodici società Oil & Gas, che rappresentano circa un terzo della produzione globale di idrocarburi. Gli AD delle società partecipanti siedono in prima persona nello Steering Committee dell'iniziativa.

INDICATORI RELATIVI AI PRINCIPALI TARGET¹⁵

		2022	2021	2020	Obiettivo
Net carbon footprint upstream (Scope 1+2)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	9,9	11,0	11,4	UPS Net zero @2030
Net carbon footprint Eni (Scope1+2)		29,9	33,6	33,0	ENI Net zero @2035
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3)		419	456	439	Net zero @2050
Crediti di carbonio		3	2	1,5	< 25 @2050
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3)	(gCO ₂ eq./MJ)	66	67	68	Net zero @2050
Capacità installata da fonti rinnovabili ^(a)	MW	2.256	1.188	351	60 GW @2050
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,10	1,10	1,11	>5 mln tonnellate/anno @030

(a) Il KPI rappresenta la quota Eni e si riferisce principalmente a Plenitude.

(10) In una scala di valutazione da D (minimo) ad A (massimo).

(11) Think tank finanziario indipendente che da anni conduce analisi per valutare l'impatto della transizione energetica sulle aziende carbon intensive e sui mercati finanziari.

(12) Climate Action 100+ è la più importante iniziativa di shareholder engagement sui temi del climate change che conta ad oggi circa 700 investitori.

(13) Le linee guida sull'engagement responsabile in materia di cambiamenti climatici nelle associazioni di categoria sono consultabili su Eni.com ([link](#)).

(14) Report disponibile su eni.com ([link](#)).

(15) Indicatori contabilizzati su base equity.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2022		2021	2020
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
EMISSIONI GHG					
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	39,40	23,81	40,08	37,76
di cui: CO ₂ equivalente da combustione e da processo		29,78	20,51	30,58	29,70
di cui: CO ₂ equivalente da flaring ^(a)		6,71	2,64	7,14	6,13
di cui: CO ₂ equivalente da venting		2,72	0,55	2,12	1,64
di cui: CO ₂ equivalente da emissioni fuggitive di metano		0,20	0,11	0,24	0,29
Indice di efficienza operativa (Scope 1 + Scope 2)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia boe)	32,68		31,95	31,64
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)		20,64		20,19	19,98
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Enipower)	(gCO ₂ eq./kWheq)	393,5		379,6	391,4
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di tonnellate)	232,7		228	248
Emissioni dirette di metano Eni	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	49,6		54,5	55,9
di cui: fuggitive upstream		7,2		9,2	11,2
Intensità emissiva di metano upstream	(%)	0,08		0,09	0,09
Volume di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm ³)	2,1		2,2	1,8
di cui: di routine Upstream		1,1		1,2	1,0
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	0,79		0,81	0,73
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti ^(b)		164		176	185
ENERGIA					
Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ^(c)	(GWh)	2.836	2.249	1.166	393
Consumo di fonti primarie	(milioni di GJ)	498,2	359,0	529,1	515,3
di cui: gas naturale/fuel gas		395,1	260,1	429,0	421,9
di cui: altre fonti primarie		103,1	99,0	100,1	93,4
Energia primaria acquistata da altre società		17,6	14,1	21,7	20,2
Energia elettrica		15,0	11,6	18,3	16,9
Altre fonti ^(d)		2,6	2,5	3,4	3,3
Consumo di idrogeno		1,3	1,3	1,7	1,8
Consumo totale di energia		517,1	374,4	552,5	537,3
Consumo di energia da fonti rinnovabili		5,1	5,1	1,5	0,9
di cui: energia elettrica da fotovoltaico		4,0	4,0	0,6	0,7
di cui: biomasse		1,1	1,1	0,9	0,2
Export di energia elettrica ad altre società		177,8	157,8	183,0	167,7
Export di calore e vapore ad altre società		5,7	5,2	5,4	5,7
Energy Intensity Index (raffinerie)	(%)	115,5	115,5	116,4	124,8
Consumi energetici da attività produttive/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (upstream)	(GJ/tep)	1,41	n.d.	1,45	1,52
Consumo netto di fonti primarie/energia elettrica equivalente prodotta (Enipower)	(tep/MWheq)	0,18	0,18	0,16	0,17

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2022		2021	2020
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
PRODUZIONE DI BIOCARBURANTI					
Produzioni vendute di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	428	428	585	622
R&S					
Spesa in R&S	(milioni di euro)	164,5	164,5	177	157
di cui: relative alla decarbonizzazione		114,3	114,3	114	74
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	23	23	30	25
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili		13	13	11	7

Ove non diversamente indicato, i KPI emissivi e relativi ai consumi fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.

(a) A partire dal 2020 l'indicatore include tutte le emissioni Eni derivanti da flaring, aggregando anche i contributi di Refining & Marketing e Chimica, che fino al 2019 sono contabilizzati nella categoria combustione e processo.

(b) Categoria 11 del GHG Protocol – Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream venduta in quota Eni in linea con le metodologie IPIECA.

(c) In linea con gli obiettivi strategici aziendali, tale indicatore viene rendicontato su base equity. Il KPI rappresenta la quota Eni e si riferisce principalmente a Plenitude.

(d) Sono compresi il vapore, il calore e l'idrogeno.

ECCELLENZA OPERATIVA

Il business di Eni ambisce all'eccellenza operativa attraverso un impegno continuo per la valorizzazione, la salute e la sicurezza delle persone, l'integrità degli asset, la tutela dell'ambiente, il rispetto dei diritti umani, la resilienza e la diversificazione delle

attività e la solidità finanziaria. Questi elementi consentono ad Eni di cogliere le opportunità legate alle possibili evoluzioni del mercato dell'energia e di continuare nel proprio percorso di trasformazione.

Persone

Il modello di business di Eni si fonda sulle competenze interne, un patrimonio su cui Eni continua ad investire per assicurarne l'allineamento con le esigenze di business, in coerenza con la propria strategia di lungo termine. L'evoluzione prevista delle attività di business e del mercato del lavoro, i nuovi indirizzi strategici e le sfide poste dai cambiamenti tecnologici comportano un importante impegno per accrescere nel tempo il valore del capitale umano attraverso iniziative di upskilling e reskilling, volte ad arricchire o a riorientare il set di competenze necessarie. Nel 2022 sono proseguite le iniziative volte alla diffusione e assimilazione nei processi e nella cultura interna di un nuovo modello di capacità e comportamenti volto alla gestione efficace della transizione, avviando anche processi di revisione dei modelli professionali e l'aggiornamento delle competenze per la crescita di professionalità più complete e integrate. Relativamente alla gestione delle proprie risorse Eni ha avviato un nuovo modello di gestione e sviluppo delle risorse (People Journey) che definisce percorsi di sviluppo lungo tutto il ciclo di vita aziendale, diversificati e coerenti con il nuovo modello di business al fine di valorizzare le diverse professionalità e talenti in una logica inclusiva, favorire la motivazione, il senso di appartenenza e la proattività delle persone. In tale ambito nel corso del 2022 sono stati finalizzati i processi di nomina di circa 400 profili senior individuati all'interno dei percorsi previsti ed è stata completata la revisione dei modelli riguardanti circa 4.400 risorse e sono state avviate le attività di aggiornamento dei modelli che coinvolgeranno ulteriori 5.700 risorse. Inoltre, sono riprese le iniziative di mobilità interna, registrando per il 2022 un incremento rispetto all'anno precedente di circa il 28%, anche grazie al miglioramento del sito di job posting interno, e le iniziative di mobilità internazionale per favorire una maggiore esposizione internazionale, rafforzando una cultura trasversale che valorizzi la ricchezza dello scambio continuo e del confronto tra contesti.

LA CULTURA DELLA PLURALITÀ E DELLO SVILUPPO DELLE PERSONE

L'approccio di Eni alla Diversity & Inclusion (D&I) è basato sui principi fondamentali di non discriminazione, pari opportunità e inclusione di tutte le forme di diversità, nonché di integrazione e bilanciamento del lavoro con le istanze personali e familiari del-

le persone di Eni. La strategia D&I si prefigge alcuni principali obiettivi quali (a) la coniugazione degli obiettivi di business con la valorizzazione delle unicità; (b) la promozione del benessere di tutte le persone Eni come singoli e come parte del sistema aziendale; (c) la realizzazione di un processo di inclusione sostenibile. La declinazione della strategia e del piano d'azione – definito anche grazie ad iniziative di ascolto o di coinvolgimento a tutti i livelli aziendali – prevede di focalizzare gli sforzi sulle due aree prioritarie di intervento: creazione di un mindset inclusivo e individuazione di azioni mirate a target specifici quali il genere, l'internazionalità, l'età, la disabilità e l'orientamento sessuale. Nel 2022 sono proseguite le seguenti iniziative di formazione e comunicazione: (i) D&I Matters, percorso focalizzato su alcuni ambiti tipici di diversità, analizzati secondo la lente dei pregiudizi inconsapevoli (Unconscious Bias) e sulle azioni finalizzate al loro superamento; (ii) Eni for Inclusion, mese dedicato alla diffusione della cultura della valorizzazione delle diversità; (iii) Community D&I interna di confronto; (iv) contro le discriminazioni e le molestie, per il management e il personale, anche in considerazione della nuova norma aziendale, in recepimento della Convenzione ILO190; (v) campagne di comunicazione volte al sostegno alle donne (es. #IoConLei Orange the world delle Nazioni Unite per l'eliminazione della violenza contro le donne); (vi) avvio del progetto di ascolto diretto delle persone all'estero sui temi D&I. Eni ha, inoltre, proseguito ed arricchito le iniziative finalizzate al rinforzo della presenza e dell'empowerment femminile anche mediante attività per l'attrazione di talenti femminili e promozione delle materie tecnico-scientifiche (STEM) tra le studentesse grazie alla crescente ed efficace testimonianza delle role model e ambassador e con la valorizzazione della presenza femminile verso posizioni di responsabilità aziendale; inoltre sono state realizzate delle partnership finalizzate a rafforzare l'empowerment e l'imprenditorialità femminile (es. Women X Impact). Sono stati avviati progetti specifici per promuovere l'inclusione delle persone con disabilità¹⁶ e i loro familiari quali, per esempio, la realizzazione di un assessment sulla capacità di accoglienza degli uffici e delle sedi di lavoro (pilota su 5 edifici) in termini logistici e di utilizzo degli strumenti di lavoro che hanno consentito di strutturare un piano di lavoro



(16) L'accezione disabilità applicata comprende tutte le forme di fragilità fisica, cognitiva, sensoriale anche temporanea e occulta.

per i prossimi anni. Particolare attenzione è stata posta alla diffusione di un mindset inclusivo specialmente sull'orientamento sessuale e l'identità di genere, attraverso numerose azioni di ingaggio, ascolto, sensibilizzazione e comunicazione su tutti i colleghi in Italia e all'estero, pur nel rispetto della normativa dei Paesi di riferimento. Con un focus sul tema Age, Eni ha rivisto il percorso delle sue risorse nei primi tre anni dall'assunzione, con focus specifico sui primi mesi di ingresso. Sono previsti inoltre programmi di mentoring e di coaching, quest'ultimo particolarmente consigliato per i nuovi team, in particolare quelli che affrontano le sfide importanti della transizione. Nel 2022 si è confermata l'attenzione all'internazionalità nell'ottica di valorizzazione del local content attraverso il coinvolgimento del personale locale nelle attività operative dei singoli Paesi, portando al ricorso al personale espatriato solo per particolari professionalità e competenze difficilmente disponibili nel Paese di riferimento. In aggiunta è stata realizzata un'attività di ascolto che ha coinvolto 17 Paesi per identificare i target specifici D&I soprattutto in relazione al contesto locale. Per quanto riguarda le politiche retributive per i dipendenti Eni, queste sono definite secondo un modello integrato a livello globale e promuovono una progressione retributiva collegata esclusivamente a criteri meritocratici riferiti alle competenze espresse nel ruolo ricoperto, alle performance conseguite e ai riferimenti del mercato retributivo locale. Allo scopo di verificare l'attuazione di tali politiche, dal 2011, Eni monitora annualmente il gap salariale tra la popolazione femminile e quella maschile, riscontrando il sostanziale allineamento delle retribuzioni. Inoltre, in relazione agli standard ILO (International Labour Organization), Eni effettua annualmente analisi sulla retribuzione del personale locale nei principali Paesi in cui opera, da cui si evidenziano livelli minimi salariali del personale Eni significativamente superiori sia ai salari minimi di legge sia ai livelli retributivi minimi di mercato, individuati per ciascun Paese da provider internazionali (si veda Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti 2023). Nel 2022, i processi di valutazione delle performance e di management review hanno coperto rispettivamente il 91% e il 96% della popolazione target, mentre le attività di valutazione del potenziale il 97% del totale programmato, in leggera flessione dovuta principalmente all'ingresso di nuove risorse (in particolar modo all'estero).

FORMAZIONE

La formazione è sempre più strumentale al raggiungimento della mission aziendale e al supporto del cambiamento attraverso momenti di formazione in aula, distance e di autoapprendimento. Per incrementare la qualità della formazione sono state portate avanti anche iniziative di microlearning (metodologia didattica caratterizzata da contenuti formativi di piccole porzioni) con il quale è stata arricchita la piattaforma, accessibile anche da terzi (**Mychange**), di contenuti formativi relativi a transizione energetica, allo sviluppo sostenibile e alla trasformazione digitale. Inoltre, anche quest'anno è continuato il percorso di riqualificazione attraverso iniziative di upskilling e reskilling, (presentato al Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali un

progetto formativo biennale legato al Contratto di Espansione), per integrare nuove competenze sia professionali che comportamentali necessarie per l'evoluzione dei business, o per le sfide poste dall'evoluzione tecnologica e dal mercato del lavoro. È stato rafforzato l'impegno di formazione sul nuovo Codice Etico, sui percorsi di induction per neo-assunti, sulla leadership e, in continuità con gli anni precedenti, anche sulle tematiche HSE e Diritti Umani. È stato infine aggiornato un percorso per favorire un comportamento inclusivo rivolto a tutti i dipendenti ed erogata una prima edizione a fine anno.

RELAZIONI INDUSTRIALI

In **Italia**, il 2 maggio 2022 è stato sottoscritto tra Eni, il Ministero del Lavoro e delle Politiche Sociali e le organizzazioni sindacali un Contratto di Espansione con validità biennale (2022-23), che si conferma strumento a supporto della trasformazione finalizzata alla transizione energetica e che consente un ricambio generazionale, attraverso l'inserimento di nuove professionalità chiave per il processo di decarbonizzazione l'attuazione di un importante investimento per la formazione e la riqualificazione di tutte le persone con percorsi di upskilling e reskilling e nel contempo un importante piano di turn over. Nel 2022 sono proseguiti gli incontri con le organizzazioni sindacali previsti dal Protocollo INSIEME "Modello di relazioni industriali a supporto del percorso di transizione energetica" e nel mese di novembre è stato sottoscritto l'accordo di integrazione del premio di risultato, con cui si è voluto riconoscere lo straordinario contributo dato dalle persone Eni al raggiungimento dei risultati positivi della società attraverso un incremento del 30% del premio di competenza 2022 con contestuale anticipo di quota parte nel mese di novembre. Il 12 dicembre 2022 è stato sottoscritto con le organizzazioni sindacali NOI - Protocollo iniziative e servizi per il well-being delle persone Eni che prevede il potenziamento del welfare con interventi in ambito sanitario, previdenziale, per il supporto al reddito, housing e per il supporto nella gestione familiare al fine di ricercare un giusto bilanciamento delle attività lavorative con un approccio sempre più attento alla sfera personale e sociale, di essere sempre più vicino alle esigenze delle persone migliorando ulteriormente l'offerta dei servizi esistenti, rendendone più facile l'accesso su tutto il territorio.

All'**estero**, a giugno 2022, si sono svolti gli incontri di relazioni industriali internazionali quali il 25° incontro del Comitato Aziendale Europeo (CAE) dei dipendenti Eni, l'incontro dell'Osservatorio Europeo per la Salute, la Sicurezza e l'Ambiente e l'incontro annuale previsto dall'Accordo Quadro Globale sulle Relazioni Industriali a livello Internazionale e sulla Responsabilità Sociale dell'Impresa. Gli incontri si sono incentrati sui temi dell'impegno di Eni per una transizione energetica equa e giusta nell'ambito del suo percorso di decarbonizzazione, comprese le iniziative R&D, e presentando il modello Eni Plenitude ed il modello della bio-circular economy di Versalis. In un'ottica di sempre maggiore integrazione della strategia Eni con i modelli di partecipazione, anche in chiave transnazionale, la transizione energetica è stata inserita tra i temi oggetto di informazione e

consultazione del CAE. L'accordo CAE è stato rinnovato per un ulteriore quadriennio.

Nel corso dell'anno è stata altresì avviata una graduale estensione della disciplina dello Smart Working alle realtà all'estero.

WELFARE AZIENDALE E WORK-LIFE BALANCE

Eni si è dotata di un sistema di welfare aziendale e di benefit che comprende un insieme di servizi, iniziative e strumenti, rivolti a migliorare il benessere dei dipendenti. Il modello di Smart Working (SW) Eni (accordo sottoscritto ad ottobre 2021) prevede per tutti i dipendenti in Italia 8 gg/mese per le sedi uffici e 4 gg/mese per i siti operativi e numerose opzioni Welfare a sostegno non solo della genitorialità e disabilità ma anche della salute delle persone o dei loro familiari conviventi, ulteriormente arricchito con un'opzione per gestire casi di problemi di salute temporanei, improvvisi e non pianificabili di un componente convivente del nucleo familiare. Il modello di SW è stato progressivamente adottato anche in altri Paesi in coerenza con le normative locali. Inoltre, sempre relativamente alla genitorialità, in tutti i Paesi di presenza, Eni ha continuato a riconoscere: 10 giorni lavorativi retribuiti al 100% ad entrambi i genitori, 14 settimane minime di congedo per il primary carer come da convenzione ILO e il pagamento di un'indennità pari ad almeno i 2/3 della retribuzione percepita nel periodo antecedente. Per quanto riguarda i servizi di welfare, Eni ha un sistema di benefit che vanno dalla tutela della salute alla copertura previdenziale, dai servizi ricreativi ed educativi a quelli finanziari e assicurativi, dalla mobilità alla ristorazione; in aggiunta, nel corso dell'anno sono stati progettati ulteriori servizi, che verranno erogati nel 2023, sulla base dell'ascolto delle seguenti esigenze emergenti: armonia fra vita privata-vita professionale, benessere psicofisico, esigenze di care giving e neo-genitorialità.

SALUTE

Eni considera la tutela della salute un diritto umano fondamentale e promuove il benessere psico-fisico e sociale delle proprie persone, delle famiglie e delle comunità dei Paesi in cui opera (si veda capitolo "Alleanze per lo sviluppo"). L'estrema variabilità dei contesti lavorativi richiede il costante aggiornamento delle matrici di rischio sanitario e rende particolarmente sfidante garantire la salute in ogni fase del ciclo di business. Per affrontare tale sfida, Eni ha sviluppato un sistema di gestione salute, integrato in tutte le realtà operative, che comprende le attività di medicina del lavoro, igiene industriale, medicina del viaggiatore, assistenza sanitaria ed emergenza medica, iniziative di promozione della salute, attività di valutazione degli impatti delle operazioni aziendali sulla salute delle comunità, nonché programmi specifici a supporto delle comunità presso cui opera. La strategia per la gestione della salute è orientata, oltre che al mantenimento e miglioramento continuo dei servizi salute, a: (i) potenziare l'accesso all'assistenza per tutte le persone Eni; rafforzare gli interventi a favore delle comunità; potenziare i presidi emergenziali e i servizi e le iniziative a supporto di situazioni di fragilità, in particolare in riferimento

alla pandemia del COVID-19, e a tutela della salute mentale; (ii) diffondere la cultura della salute attraverso iniziative a favore dei lavoratori, dei loro familiari e delle comunità identificate a valle della analisi degli indicatori di salute disponibili per la popolazione generale; (iii) implementare le attività di medicina del lavoro anche con il contributo di attività di ricerca scientifica ed in considerazione dei rischi, collegati ai nuovi progetti e ai processi industriali, e delle risultanze delle attività di igiene industriale; (iv) promuovere la digitalizzazione dei processi e dei servizi sanitari attraverso l'utilizzo di tecnologie dell'informazione, della telemedicina e della comunicazione mobile. Nel 2022 è proseguita in tutte le società l'implementazione del sistema di gestione per promuovere e mantenere la salute e il benessere, fisico, mentale e sociale, delle persone Eni e assicurare un'adeguata gestione del rischio negli ambienti lavorativi. Tra le iniziative si evidenziano il lancio pilota di un progetto di assistenza domiciliare e digitale "Più Salute" per i dipendenti e i loro famigliari; l'attivazione di un servizio di PFA (Psychological First Aid) in caso di eventi catastrofici, improvvisi e inaspettati attraverso un provider esterno composto da psicologi specialisti, disponibile per il 100% dipendenti; il rafforzamento delle attività di promozione della salute attraverso nuovi strumenti digitali di comunicazione interna. È proseguita l'attività di ricerca in collaborazione con centri di ricerca e università per la valutazione degli impatti salute relativi ai nuovi processi produttivi e modelli di business legati alla transizione energetica. Sono stati rafforzati la collaborazione con le istituzioni sanitarie nei Paesi di presenza ed il presidio di organizzazioni internazionali, tra cui un contributo alla stesura di un report del WBCSD sul ruolo delle aziende per contribuire al raggiungimento della salute globale. Infine, in relazione all'emergenza COVID-19, sono proseguite iniziative specifiche per supportare le unità di business attraverso: il monitoraggio degli aggiornamenti epidemiologici e delle nuove linee guida emesse da organi internazionali; l'aggiornamento continuo e attuazione di misure ai fini della prevenzione e del contenimento; l'attuazione di misure di medicina dei viaggi per la riduzione del rischio per il personale in trasferta; l'utilizzo del servizio di trasporto internazionale con supporto medico per il personale in gravi condizioni di salute.

Metriche e commenti alle performance

OCCUPAZIONE E DIVERSITY

Overview - L'occupazione complessiva è pari a 31.376 persone di cui 20.471 in Italia (65,2% dell'occupazione) e 10.905 all'estero (34,8% dell'occupazione). Nel 2022 l'occupazione a livello mondo si riduce di 512 persone rispetto al 2021, pari al -1,6%, con una riduzione sia in Italia (-161 dipendenti) sia all'estero (-351 dipendenti). La diminuzione dell'occupazione è collegata: (i) in Italia all'uscita di personale, realizzata attraverso strumenti straordinari che minimizzano l'impatto sociale (Contratto di Espansione e Iso-pensione), compensata quasi integralmente da nuove assunzioni

e acquisizioni; (ii) all'estero ad operazioni di M&A (cessioni e deconsolidamenti) relativamente all'ottimizzazione del portafoglio di business in ambito Natural Resources. Nel 2022, la presenza femminile ha registrato un incremento rilevante di 0,6 punti percentuali vs. il 2021 con una contestuale crescita anche nelle posizioni di responsabilità (1,2 punti percentuali verso il 2021).

Assunzioni - Complessivamente, nel 2022 sono state effettuate 2.524 assunzioni (+93% ca. vs. 2021) di cui 1.796 con contratti a tempo indeterminato (+86% ca. vs. 2021). Circa il 47% delle assunzioni a tempo indeterminato ha interessato dipendenti fino a 30 anni di età. Del totale delle assunzioni, circa il 66% ha riguardato la Direzione Energy Evolution (1.656 di cui 1.199 a tempo indeterminato e 457 a tempo determinato), il 20% ha riguardato la Direzione Natural Resources (totale 502 di cui 319 a tempo indeterminato e 183 a tempo determinato) e il rimanente 14% Support Functions (totale 366 di cui 278 a tempo indeterminato e 88 a tempo determinato).

Risoluzioni - Sono state effettuate 2.683 risoluzioni (1.556 in Italia e 1.127 all'estero) di cui 2.215 di dipendenti con contratto a tempo indeterminato¹⁷, con un'incidenza di personale femminile pari a ca. il 30%. Il 40% dei dipendenti con contratto a tempo indeterminato che ha risolto il rapporto di lavoro nel 2022 aveva età inferiore a 50 anni. Il processo di trasformazione di Eni, che necessita di un forte ricambio di competenze, si rileva anche dall'andamento del tasso di turnover che registra nel 2022 la misura più importante degli ultimi 4 anni, pari al 12,6%.

Diversity & Inclusion - Nel 2022 la percentuale del personale femminile cresce di 0,6 p.p. vs. il 2021 e si attesta al 26,86%, così suddiviso per qualifica (rapporto totale donne sul totale): 17,51% dei dirigenti, 29,67% dei quadri, 30,73% degli impiegati, 13,86% degli operai. La percentuale complessiva di donne negli organi di amministrazione delle società controllate è rimasta invariata rispetto al 2021, ed è pari al 24%, mentre è in flessione, rispetto al passato, la percentuale complessiva di donne negli organi di controllo delle società controllate che nel 2022 si attesta al 38% (43% nel 2021). Nel 2022, è aumentata la percentuale delle donne in posizioni di responsabilità raggiungendo un valore pari a 28,5% rispetto al 27,3% registrato nel 2021, su un totale di donne pari al 26,86% dell'occupazione complessiva. In Eni, il 33% delle figure a diretto riporto dell'AD sono donne. Le assunzioni a tempo indeterminato di donne nel 2022 sono complessivamente 662 su 1.796 totali pari al 36,9%, in aumento vs. 2021 di ca. +4,4 p.p. con una crescita superiore a quella mediamente attesa rispetto ai target stabiliti al 2030 (target Gender Diversity: 2030 vs. 2020 +3 p.p., crescita media annua +0,3 p.p.). Negli ultimi anni ca. il 20% delle risorse che occupano posizioni di responsabilità sono risorse locali estere, dato sostanzialmente in linea rispetto al 2021 con una leggera flessione di -0,8

p.p. anche a causa delle variazioni dell'area di consolidamento (deconsolidamento Angola e cessione Pakistan). La popolazione Eni è composta da 108 nazionalità diverse. In Italia, le risorse a ruolo Eni e società controllate appartenenti alle categorie protette (legge 68/99) sono circa 850. Nel 2022 sono stati registrati oltre 60 nuovi dipendenti appartenenti a categorie protette. Inoltre, Eni ha sottoscritto impegni istituzionali per l'inserimento, nell'arco dei prossimi anni, di ca. 120 risorse, impegno che sarà ulteriormente incrementato fino a ca. 250 risorse.

Occupazione in Italia - In Italia sono state effettuate 1.213 assunzioni di cui 1.096 a tempo indeterminato (35,2% donne). La riduzione dell'occupazione di -161 unità (-0,8%), effettuata attraverso un piano straordinario di uscite, unitamente ad un selettivo e puntuale piano di turnover, hanno consentito di incrementare del 12,7% la popolazione under 30 a favore di una riduzione delle fasce di età senior: la popolazione over 50 si è ridotta del -5,8%. Sempre in Italia, nel 2022 si registrano 1.556 risoluzioni, di cui 1.437 a tempo indeterminato (di cui il 26% ca. di donne). Complessivamente in Italia si registra a fine 2022 un rapporto di sostituzione tra nuove assunzioni e risoluzioni a tempo indeterminato di ca. 1:1,3 (1 ingresso a fronte di 1,3 uscite).

Occupazione all'estero - La presenza media di personale locale all'estero è sostanzialmente costante e mediamente intorno all'87% nell'ultimo triennio. All'estero nel 2022 sono state effettuate 1.311 assunzioni di cui 700 a tempo indeterminato (di cui il 39,4% di donne). Il saldo tra assunzioni e risoluzioni all'estero a fine anno è pari a +184 di cui +1.311 assunzioni (65% Direzione Energy Evolution; 26% Direzione Natural Resources; 9% Support Functions) e -1.127 risoluzioni. Sono stati risolti 1.127 rapporti di lavoro di cui 778 a tempo indeterminato. Di questi, il 25,3% ha riguardato dipendenti con età inferiore a 30 anni, e il 37,5% ha riguardato personale femminile. All'estero, si registra una diminuzione di -351 risorse (-3,1%) rispetto all'anno precedente a fronte di -430 risorse locali (-4,3%) principalmente riferiti a variazioni di perimetro, +9 espatriati italiani (+0,9%), +70 risorse internazionali (+22%). All'estero operano complessivamente 1.384 espatriati (di cui 1.001 italiani e 383 espatriati internazionali).

Occupazione per linea di business - Le assunzioni a tempo indeterminato hanno riguardato, per circa il 25%, il settore della chimica che si è rinforzata sia nei Paesi con attività tradizionali (es. Francia, UK) sia in Paesi con attività nuove (es. Messico, India, Romania). Il potenziamento ha riguardato inoltre le aree di business Retail Market G&P, Upstream e Support, che hanno ulteriormente consolidato il loro assetto delle competenze. Le risoluzioni hanno riguardato principalmente i business Upstream (19%), Chimica (22%) e Support (24%).

(17) Di cui circa il 56% per pensionamenti e il 38% per dimissioni.

Età media - L'età media delle persone Eni nel mondo è di 45,1 anni (45,9 in Italia e 43,6 all'estero), invariata rispetto al 2021; tale risultato è stato conseguito grazie all'importante lavoro di turnover realizzato attraverso il ricorso agli strumenti straordinari di incentivazione all'esodo (Contratto di espansione ed isopensione) combinato con un importante programma di assunzione rivolto in particolare alle professionalità innovative: 48,9 anni (49,7 in Italia e 47,2 all'estero) per dirigenti e quadri, 44,2 anni (45 in Italia e 42,6 all'estero) per impiegati e 41 anni (40,2 in Italia e 41,9 all'estero) per il personale operaio.

REMUNERAZIONE

Eni monitora annualmente l'equità salariale, principio esplicitamente richiamato nelle disposizioni di attuazione annuale delle politiche retributive, anche al fine di valutare eventuali azioni correttive. In particolare, nel 2022, il rapporto tra la remunerazione dell'AD/DG e la mediana dei dipendenti Italia (principale sede operativa) è risultato pari a 35 per la retribuzione fissa e a 137 per la retribuzione totale; considerando tutti i dipendenti, tali rapporti risultano pari rispettivamente a 35 e 140. La remunerazione totale dei dipendenti rispetto al 2021 è variata del 5,8% mentre quella dell'AD/DG è variata del 5,3%. Nel 2022 il pay ratio di genere ha mantenuto un sostanziale allineamento: (a) a livello globale è risultato pari a 101 per la remunerazione fissa e 97 per la remunerazione totale; (b) a livello Italia, è risultato pari a 102 per la retribuzione fissa (vs. 101 nel 2021) e 98 (costante vs. 2021) per la remunerazione totale.

RELAZIONI INDUSTRIALI

In Italia il 100% dei dipendenti è coperto da contrattazione collettiva in virtù delle normative vigenti. All'estero, in relazione alle specifiche normative operanti nei singoli Paesi di presenza, tale percentuale si attesta al 54,87%. Nei Paesi in cui i dipendenti non sono coperti da contrattazione collettiva,

Eni assicura in ogni caso il pieno rispetto della legislazione internazionale e locale applicabile al rapporto di lavoro nonché alcuni più elevati standard di tutela garantiti da Eni in tutto il gruppo attraverso l'applicazione di proprie policy aziendali worldwide.

FORMAZIONE

Nel 2022 i trend di formazione sono rimasti tendenzialmente costanti rispetto al 2021: sia il valore totale di ore fruite che il valore medio confermano i risultati del 2021 con un valore di 31,1 a dipendente con una diversa combinazione sulle categorie professionali; si registra però un leggero incremento della spesa media di circa l'1,4% rispetto al 2021 anche dovuta alla ripresa della formazione in presenza. Questo fenomeno ha inciso anche sul mix della modalità di erogazione: quest'anno la formazione a distanza ha avuto una lieve riduzione passando dal 62%¹⁸ al 57%.

SALUTE

Nel 2022, il numero di servizi sanitari sostenuti da Eni è pari a 384.291, di cui 243.118 a favore di dipendenti, 72.261 a favore di familiari, 61.230 a favore di contrattisti e 7.682 a favore di altre persone (ad esempio visitatori e pazienti esterni). Il numero di partecipazioni ad iniziative di promozione della salute nel 2022 è pari a 82.700, di cui 63.760 dipendenti, 16.019 contrattisti e 2.921 familiari. Per quanto riguarda le malattie professionali, nel 2022 si registrano 29 denunce, di cui 3 riguardanti personale attualmente impiegato e 26 relative ad ex dipendenti. Delle 29 denunce di malattia professionale presentate nel 2022, 2 sono state presentate da eredi (tutte relative ad ex dipendenti). Nell'ambito delle iniziative digitali per il monitoraggio della salubrità degli ambienti di lavoro indoor, nel 2022 sono stati testati 20 sensori presso i siti operativi on-shore in Italia e si prevede di estendere la sperimentazione di 80 sensori, includendo l'off-shore e l'estero, entro il 2026.

(18) I dati considerano le ore di formazione consuntivate dai dipendenti. I dati 2020-21 sono stati opportunamente riesposti a valle del cambio metodologia nel calcolo dell'indicatore.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2022	2021	2020
OCCUPAZIONE E DIVERSITY^(a)				
Dipendenti ^(b)	(numero)	31.376	31.888	30.775
Donne		8.427	8.360	7.559
Italia		20.471	20.632	21.170
A tempo indeterminato		20.340	20.512	21.162
A tempo determinato		131	120	8
Part-time		287	324	359
Full-time		20.184	20.308	20.811
Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, etc.)		259	100	65
Estero		10.905	11.256	9.605
A tempo indeterminato		10.084	10.599	9.003
A tempo determinato		821	657	602
Part-time		288	141	126
Full-time		10.617	11.115	9.479
Lavoratori atipici interinali (agency workers, contractors, etc.)		2.433	2.728	2.329
Africa		2.867	3.189	3.143
Americhe		1.872	1.731	925
Asia		2.520	2.786	2.432
Australia e Oceania		89	88	87
Resto d'Europa		3.557	3.462	3.018
Under 30		2.771	2.587	2.037
30-50		17.803	17.302	17.225
Over 50		10.802	11.999	11.513
Dipendenti all'estero locali	(%)	87	88	87
Dipendenti per categoria professionale:	(numero)			
Dirigenti		948	966	965
Quadri		9.056	9.113	9.172
Impiegati		15.479	15.554	15.941
Operai		5.893	6.255	4.697
Dipendenti per titolo di studio:				
Laurea		15.885	15.583	15.345
Diploma		13.032	13.564	12.826
Licenza media		2.459	2.741	2.604
Dipendenti a tempo indeterminato		30.424	31.111	30.165
Dipendenti a tempo determinato		952	777	610
Dipendenti full-time		30.801	31.423	30.290
Dipendenti part-time ^(c)		575	465	485
Lavoratori non dipendenti		2.692	2.828	2.394
Assunzioni a tempo indeterminato		1.796	967	607
Risoluzioni da contratto a tempo indeterminato		2.215	2.275	1.323
Tasso di turnover ^(d)	(%)	12,6	10,5	6,1
Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni	(%)	24	24	26
Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni ^(e)		38	43	37
Dirigenti e quadri locali all'estero		17,73	18,03	19,13
Dipendenti non italiani in posizioni di responsabilità		19,8	20,6	18,6
Anzianità lavorativa				
Dirigenti	(anni)	22,62	22,77	23,21
Quadri		18,86	19,59	20,40
Impiegati		15,99	16,56	17,03
Operai		12,79	13,23	14,15
Dipendenti che hanno usufruito del congedo parentale ^(f)	(numero)	522		
di cui: uomini (rientrati)		129		
di cui: donne (rientrate)		393		
Tasso di rientro al lavoro dopo congedo parentale ^(f)	(%)	98,08		
di cui: uomini		95,35		
di cui: donne		98,98		

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

RELAZIONI INDUSTRIALI

		2022	2021	2020
Dipendenti coperti da contrattazione collettiva	(%)	87,72	81,6	83,40
Italia		100	100	100
Estero		54,87	41,6	41,78

FORMAZIONE

Ore di formazione fruite ^(a)	(numero)	939.393	960.152	926.407
Ore di formazione fruite medie per dipendente per categoria professionale ^(a)		31,1	31,3	29,6
Dirigenti		26,6	30,0	23,5
Quadri		28,3	31,9	26,2
Impiegati		31,7	30,0	32,2
Operai		35,1	35,0	29
Spesa media per formazione e sviluppo per dipendenti full-time	(€)	908,2	895,8	716,1

SALUTE

Denunce di malattie professionali ricevute	(numero)	29	30	28
Dipendenti		3	7	7
Precedentemente impiegati		26	23	21

(a) Dal 2022 i dati relativi all'Occupazione includono FinProject.

(b) I dati differiscono rispetto a quelli pubblicati nella Relazione Finanziaria perché comprendono le sole società consolidate integralmente.

(c) Si evidenzia una percentuale più elevata di donne (5,9% sul totale delle donne) con contratto part-time, rispetto agli uomini che sono lo 0,3% sul totale degli uomini.

(d) Rapporto tra il numero delle Assunzioni + Risoluzioni dei contratti a Tempo Indeterminato e l'occupazione a Ruolo a Tempo Indeterminato dell'anno precedente.

(e) Per l'estero sono state considerate solo le società in cui opera un organo di controllo assimilabile al Collegio Sindacale di diritto italiano.

(f) Tale indicatore fa riferimento alla sola popolazione dipendente Italia.

(g) I dati riportati in tabella considerano le ore di formazione consuntivate dai dipendenti. I dati 2020-21 sono stati opportunamente riesposti a valle del cambio metodologia nel calcolo dell'indicatore.

PAY RATIO DI GENERE - 2022^(a)

DIPENDENTI ITALIA

	Remunerazione fissa	Remunerazione totale
Pay ratio totale (donne vs. uomini)	102	98
Senior Manager	86	79
Middle Manager e Senior Staff	97	98
Impiegati	102	103
Operai	91	91
Tutti i Dipendenti in Italia e all'estero		
Pay ratio totale (donne vs. uomini)	101	97
Senior Manager	85	80
Middle Manager e Senior Staff	93	92
Impiegati	100	100
Operai	92	93

(a) Il pay ratio di genere è calcolato come rapporto della retribuzione media delle donne e la retribuzione media degli uomini.

Sicurezza



Per Eni la **cultura della sicurezza** e la diffusione del suo valore imprescindibile fra dipendenti, contrattisti e stakeholder sono da sempre cruciali per il raggiungimento degli obiettivi di business. Infatti, Eni investe costantemente nella ricerca e sviluppo di tutte le azioni necessarie per garantire la sicurezza nei luoghi di lavoro, in particolare nello sviluppo di modelli e strumenti per la valutazione e gestione dei rischi e nella promozione della cultura della sicurezza, al fine di perseguire il suo impegno rivolto all'azzeramento degli incidenti e la salvaguardia dell'integrità degli asset. Nel corso del 2022, nonostante l'impegno profuso in tal senso, sono occorsi 4 incidenti fatali che hanno riguardato il personale contrattista, di cui 1 in Italia e 3 all'estero. Dall'analisi degli infortuni dell'anno è emersa la preponderanza di cause appartenenti all'area Sistemi Integrati & Performance Umana, legate in particolare alla direzione lavori ed esecuzione dell'attività. Per prevenire tali incidenti in futuro, sono state introdotte sia iniziative per rinforzare la sensibilità e il coinvolgimento di dipendenti e contrattisti in ambito HSE (Safety Leadership, Coaching Program, promozione della Stop Work Authority¹⁹), sia attività volte al miglioramento delle aree di lavoro in termini di **sicurezza del personale**, nonché sono stati aggiornati i documenti gestionali e le istruzioni operative. L'impegno di Eni si è, inoltre, focalizzato su 3 principali filoni: competenze non-tecniche, competenze tecniche e digitalizzazione. Per le competenze non-tecniche, nel 2022 è stata applicata la metodologia THEME relativa all'analisi del comportamento dei lavoratori e all'affidabilità umana al fine di individuare strategie di azione per rafforzare le barriere umane e i comportamenti sicuri. In merito alle competenze tecniche è stato (i) sviluppato e diffuso un nuovo percorso formativo sulla Gestione della Sicurezza Operativa per far conoscere i principi fondamentali e i requisiti minimi di sicurezza da applicare in attività rischiose, al fine di prevenire il verificarsi di possibili incidenti; (ii) formato il personale HSE sulla nuova metodologia di investigazione delle cause radice degli eventi incidentali secondo gli standard Eni. Inoltre, relativamente alla digitalizzazione è stato esteso a tutte le linee di business il tool Safety Presence, che – sfruttando l'intelligenza artificiale – riesce a prevedere situazioni ricorrenti di pericolo partendo dalle segnalazioni di unsafe condition/unsafe act/near miss e ad inviare alert al sito per implementare azioni correttive prima del verificarsi di un incidente. Inoltre, è stato esteso ai contrattisti lo Smart Safety, che prevede l'utilizzo di dispositivi wearable, in grado di allertare i lavoratori in condizioni di pericolo ed emergenza. Infine, si è promossa la diffusione dell'AppHSEni, che permette la segnalazione di condizioni non sicure dal campo, la compilazione di Checklist di preparazione lavori e verifiche in campo, la consultazione delle Safety Golden Rules e dei Process Safety Fundamentals²⁰.

In ambito **process safety** per ridurre al minimo gli incidenti e migliorare le performance, Eni ha svolto diverse attività: la creazione e diffusione capillare dei Process Safety Fundamentals, i principi di sicurezza di processo da seguire durante le attività in impianto; lo sviluppo di un percorso formativo, per diffondere gli elementi fondamentali definiti nel Sistema di Gestione di Process Safety, rivolto a tutto il personale tecnico/operativo e di area HSEQ; l'approfondimento dei temi legati alla sicurezza nella gestione dei fluidi per le nuove filiere energetiche, rivedendo gli standard di sicurezza di processo, per includere requisiti di progettazione specifici per l'idrogeno, la CO₂ e altre sostanze da nuove filiere.

Eni applica su tutti i propri impianti il processo di **Asset Integrity**, che garantisce che questi vengano correttamente progettati, adeguatamente costruiti con i materiali più idonei, rigorosamente operati e dismessi gestendo al meglio il rischio residuale, garantendo la massima affidabilità e soprattutto la sicurezza per le persone e l'ambiente. Il Sistema di Gestione dell'Asset Integrity si sviluppa quindi dalla fase iniziale di progettazione (Design Integrity), all'approvvigionamento, costruzione, installazione e collaudo (Technical Integrity) fino alla gestione operativa e al decommissioning (Operating Integrity). Nel corso del 2022, Eni ha proseguito l'organizzazione di iniziative per promuovere la cultura dell'Asset Integrity, anche attraverso il continuo potenziamento dei propri strumenti di gestione di dati, documenti e modelli lungo l'intero ciclo di vita degli asset ("Lifecycle Information"), con approccio trasversale e capillare, inclusivo anche delle nuove filiere della transizione energetica.

Per quanto riguarda la **gestione dei contrattisti**, le 147 persone del Safety Competence Center (SCC) hanno continuato a presidiare e sostenere proattivamente il processo di miglioramento delle imprese verso modelli di gestione caratterizzati da una cultura della sicurezza sempre più preventiva, monitorando oltre 2.500 fornitori, pari al 70% di quelli con potenziali criticità HSE in Italia, gestendo con immediate azioni correttive le anomalie rilevate e condividendo le buone prassi innovative. Inoltre, i Patti per la Sicurezza (accordi volontari con le imprese) sono stati estesi alle tematiche ambientali in tutti i siti in cui Eni opera in Italia mentre sono attivi o in fase di implementazione con vari contrattisti presso alcune realtà Eni all'estero (Nigeria, Tunisia, Congo, Messico, Angola, US, UK, Indonesia, Egitto, Ghana, Libia, Albania, Pakistan).

Eni promuove l'**innovazione tecnologica** al fine di disegnare processi e prodotti innovativi e adottare metodi e tecniche per ridurre le sostanze pericolose e/o promuovere l'adozione di prodotti a minor impatto su ambiente, salute e sicurezza. In accordo alla normativa, tutte le sostanze e miscele prodotte e commercializzate

(19) Con la Stop Work Authority ogni lavoratore operante in qualsiasi sito Eni ha l'autorità di interrompere un'attività quando rileva un comportamento o una condizione pericolosa.

(20) Regole d'Oro e Principi Eni relativi alla Sicurezza di Processo.

sono accompagnate da opportuna documentazione tecnica, consultabile anche online in tempo reale, volta a informare lavoratori e clienti sulle condizioni ottimali di manipolazione, stoccaggio e smaltimento e a fornire indicazioni, qualora necessario, sul corretto utilizzo di mezzi di protezione individuale. Infine, per tutte le sostanze/miscele classificate come pericolose per la salute vengono valutati gli impatti sulla salute e sicurezza.

In merito al **sistema di gestione** relativo alla **salute e sicurezza** sul posto di lavoro, il sistema normativo HSE di Eni stabilisce i criteri di clusterizzazione delle linee datoriali di Eni SpA e delle sue società controllate in base al rischio HSE delle attività svolte. Sono identificate tre tipologie di cluster: cluster di rischio HSE significativo (attività industriali), per il quale è previsto l'obbligo di adozione di un sistema di gestione HSE, una certificazione secondo gli standard ISO 14001 e ISO 45001²¹ e verifiche interne HSE annuali; cluster di rischio HSE limitato (attività di ufficio o a limitata rilevanza), per il quale è previsto l'obbligo di adozione (ma non di certificazione) di un sistema di gestione HSE e verifiche interne HSE annuali o quinquennali; cluster di rischio HSE assente (assenza di dipendenti e di attività operative), per il quale non sono previsti obblighi specifici²². In tale contesto, tutte le realtà a rischio significativo, sono coperte da certificazione ISO 45001 e ISO 14001 o ne hanno pianificato il conseguimento, così come tutte le realtà a rischio limitato hanno implementato un sistema di gestione HSE o ne hanno pianificato lo sviluppo. In particolare, a fine 2022: l'88% delle realtà a rischio significativo ha già conseguito la certificazione ISO 45001 e l'87% la ISO 14001, mentre il 79% delle realtà con obbligo di sviluppo di un sistema di gestione HSE, ha già implementato un sistema di gestione HSE. Nel corso del 2022, in aggiunta alle verifiche da parte terza per il mantenimento delle certificazioni, sono stati svolti oltre 1.300 audit interni su tematiche HSE.

Metriche e commenti alle performance

Nel 2022 l'indice di frequenza di infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è aumentato rispetto al 2021 (+20%),

a causa di un incremento del numero di infortuni totali registrabili (113 rispetto a 88 nel 2021), in particolare per quanto riguarda i contrattisti (88 vs. 55 nel 2021), mentre il numero di infortuni registrabili dei dipendenti è diminuito (25 vs. 33 nel 2021). In Italia il numero degli infortuni totali registrabili è aumentato (42 eventi rispetto ai 35 del 2021, di cui 15 dipendenti e 25 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è peggiorato (+22%); anche all'estero il numero di infortuni è aumentato (71 eventi rispetto a 53 del 2021, di cui 10 dipendenti e 61 contrattisti) e l'indice di frequenza infortuni totali registrabili è peggiorato del 22%. Sono stati registrati 4 infortuni mortali a contrattisti, 2 in Pakistan (un incidente stradale ed un operatore colpito da un oggetto durante attività di manutenzione), 1 in Egitto (caduta dall'alto) ed uno presso il petrolchimico di Priolo (operatore colpito da un oggetto). L'indice di mortalità della forza lavoro è stato pari a 1,46. Il valore dell'indice di infortuni sul lavoro con conseguenze gravi (calcolato sulla base degli infortuni con più di 180 giorni di assenza e con conseguenze quali l'inabilità permanente totale o parziale) è pari a 0,01, a seguito di due infortuni ad un dipendente in UK (schiacciamento di un arto) e ad un contrattista in Egitto (operatore colpito da un oggetto). Nel corso del 2022, si è assistito ad un'ulteriore diminuzione della somma degli incidenti di sicurezza di processo Tier 1 e Tier 2²³, che è in continua diminuzione dal 2016, indice di una accresciuta attenzione ai temi della sicurezza di processo in tutti i siti Eni. In particolare, sono stati registrati 17 eventi di process safety (PSE) Tier 1 e 21 Tier 2. Oltre la metà degli eventi hanno riguardato le attività upstream (53% degli eventi), il 24% nelle attività di raffinazione e il 16% nella petrolchimica. Due terzi dei PSE hanno avuto come conseguenza uno sversamento di prodotto, il 21% un incendio e il 13% rilascio in atmosfera a cui Eni ha risposto prontamente. Per quanto riguarda la segnalazione di eventuali pericoli sul lavoro si è registrato nel 2022 un incremento del numero di registrazioni di unsafe conditions e unsafe act rispetto al 2021, grazie a iniziative e strumenti mirati al rafforzamento del reporting e analisi dei segnali deboli.

(21) La ISO 14001 è relativa ai sistemi di gestione ambientale mentre la ISO 45001 è relativa ai sistemi di gestione della salute e della sicurezza.

(22) Per il dettaglio dei criteri e degli adempimenti, fare riferimento all'Allegato D alla MSG HSE di Eni "Criteri di clusterizzazione in base al rischio HSE e relativi adempimenti".

(23) Gli incidenti di sicurezza di processo sono classificati, in funzione della gravità, in Tier 1 (più gravi), Tier 2, Tier 3.1 (meno gravi).

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021		2020	2019
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,41	0,49	0,34	0,36
Dipendenti		0,29	0,36	0,40	0,37
Contrattisti		0,47	0,56	0,32	0,35
Eventi di process safety	(numero)				
Tier 1		17	16	16	14
Tier 2		21	16	24	33
Numero di decessi in seguito ad infortuni sul lavoro	(numero)	4	3	0	1
Dipendenti		0	0	0	0
Contrattisti		4	3	0	1
Fatality index	(infortuni mortali ore lavorate) x 100.000.000	1,46	1,92	0,00	0,39
Dipendenti		0,00	0,00	0,00	0,00
Contrattisti		2,13	2,89	0,00	0,58
Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze (esclusi i decessi)	(infortuni gravi/ore lavorate) x 1.000.000	0,01	0,01	0,00	0,00
Dipendenti		0,01	0,02	0,00	0,00
Contrattisti		0,01	0,00	0,00	0,00
Near miss	(numero)	899	631	780	841
Numero di ore lavorate	(milioni di ore)	273,7	156,4	256,5	255,1
Dipendenti		85,6	52,5	82,9	81,8
Contrattisti		188,1	103,9	173,6	173,3

Rispetto per l'ambiente



Eni, operando in contesti geografici molto differenti che richiedono valutazioni specifiche degli aspetti ambientali, è impegnata a potenziare il controllo e il monitoraggio delle attività attraverso l'adozione di good practice internazionali e di Best Available Technology, sia tecniche che gestionali. Particolare attenzione è rivolta all'uso efficiente delle risorse naturali come l'acqua, alla riduzione di oil spill, alla gestione dei rifiuti, alla gestione dell'interazione con la biodiversità e i servizi ecosistemici. La **cultura ambientale** è una leva importante per assicurare la corretta gestione delle tematiche ambientali e, pertanto, nel 2022, Eni ha proseguito le attività di sensibilizzazione attraverso una campagna di comunicazione rivolta a tutti i dipendenti, una serie di "Talk Ambientali" su temi di attualità, e il percorso formativo "Insieme per l'ambiente" (percorso e-learning su diverse aree tematiche, tra cui: le possibili ricadute a seguito di un evento ambientale su scala globale e locale, il valore della comunicazione efficace dei rischi associati ad aspetti ambientali e ruoli e responsabilità in materia ambientale). Le attività di sensibilizzazione hanno coinvolto anche i siti operativi con specifiche attività di engagement sulla gestione delle tematiche ambientali. Nel 2022 Eni, in collaborazione con l'Università degli Studi di Padova, ha lanciato il progetto Be Green dedicato alla valutazione e analisi del ruolo del fattore umano e alla promozione di una cultura ambientale condivisa a vari livelli nell'organizzazione. Inoltre, è proseguita la campagna per la promozione delle Environmental Golden Rules, volta all'adozione di comportamenti virtuosi da parte dei dipendenti e dei fornitori, in modo che le loro attività riflettano

i valori, l'impegno e gli standard Eni. Tale percorso ha portato alla sottoscrizione da parte di 19 siti, in Italia, di Patti per l'ambiente e la sicurezza, coinvolgendo diversi fornitori che si sono impegnati a realizzare azioni di miglioramento tangibili e misurabili tramite l'Indice di Prestazione della Sicurezza e Ambiente. In continuità con lo scorso anno, l'azienda ha proseguito le attività dedicate alla digitalizzazione ambientale per l'ottimizzazione dei processi tramite, ad esempio, la realizzazione di strumenti informatici centrali per facilitare la gestione della compliance ambientale, anche internazionale, e di modelli di valutazione tecnico-gestionali dedicati per ciascun sito.

Il percorso di transizione verso **un'economia circolare** rappresenta per Eni una delle principali risposte alle attuali sfide ambientali, attraverso la promozione di un modello di business che applica i principi circolari alle filiere esistenti e dà valore a nuove filiere e prodotti sostenibili. I principi circolari sono internalizzati nell'upstream, con la massimizzazione delle opportunità di riutilizzo degli asset e con il riciclo dei materiali; gli stessi temi sono ripresi dagli approvvigionamenti, con le azioni di sensibilizzazione e di coinvolgimento dei fornitori attraverso la piattaforma digitale "Open-es"; nel downstream, con la produzione di biocarburanti e, nei prossimi anni, di biometano ottenuti dalla valorizzazione di rifiuti e scarti, e nuove tecnologie per la valorizzazione dei rifiuti (es. FORSU). Tra i suoi business, Versalis è particolarmente impegnata nello sviluppo di tecnologie di riciclo dei polimeri sia di tipo meccanico che di tipo chimico. Eni Rewind valorizza suoli, acque

e rifiuti con progetti di risanamento e di riqualificazione sostenibili. Eni ha anche continuato lo sviluppo e l'applicazione a diversi contesti aziendali del proprio Modello di misurazione della circolarità²⁴, validato da un ente terzo di certificazione, che rappresenta uno strumento essenziale per il controllo, la gestione, la trasparenza e la credibilità degli obiettivi e degli impegni assunti nel percorso verso un modello di economia circolare.

Le **bioraffinerie** si inseriscono in un contesto di decarbonizzazione della mobilità attraverso l'offerta di prodotti sempre più a basse emissioni e il mantenimento dell'occupazione; in quest'ottica, a ottobre 2022, Eni ha definitivamente interrotto l'approvvigionamento di olio di palma in uso nelle bioraffinerie di Venezia e Gela per la produzione di biocarburanti idrogenati, raggiungendo in anticipo l'obiettivo dichiarato di diventare "palm oil free" entro fine 2023. La quota dell'olio di palma è stata definitivamente sostituita da cariche alternative (es. oli alimentari usati e di frittura, grassi animali e scarti della lavorazione di oli vegetali) e di tipo advanced (es. materiale lignocellulosico, e bio-oli) all'interno del ciclo produttivo. Inoltre, nella seconda metà del 2022, la bioraffineria di Gela ha ricevuto il primo carico di olio vegetale prodotto nell'agri-hub di Makuani, in Kenya, dove avviene la spremitura di sementi di ricino, di croton e di cotone, agri-feedstock di produzione Eni che non sono in competizione con la filiera alimentare, coltivati in aree degradate, raccolti da alberi spontanei o risultanti dalla valorizzazione di sottoprodotti agricoli. Anche il piano di diffusione dei biocarburanti HVO (Hydrogenated Vegetable Oil) si pone nel quadro dell'economia circolare, consentendo la valorizzazione degli scarti agricoli, di allevamento e dei reflui, per i trasporti leggeri, pesanti, marittimi e l'aviazione.

Per la **gestione dei rifiuti** si pone particolare attenzione alla tracciabilità dell'intero processo e alla verifica dei soggetti coinvolti nella filiera di smaltimento/recupero ricercando ogni soluzione praticabile volta alla prevenzione dei rifiuti. La quasi totalità dei rifiuti in Italia è gestita da Eni Rewind²⁵ che ha proseguito il progetto di digitalizzazione avviato nel 2020 per l'efficientamento e il monitoraggio del proprio processo di gestione dei rifiuti. Al fine di limitare gli impatti negativi legati ai rifiuti, viene fatto esclusivo ricorso a soggetti autorizzati, privilegiando le soluzioni di recupero a quelle di smaltimento, in linea con i criteri di priorità indicati dalla normativa comunitaria e nazionale. Eni Rewind, sulla base delle caratteristiche del singolo rifiuto, seleziona le soluzioni di recupero/smaltimento tecnicamente percorribili privilegiando nell'ordine il recupero, le operazioni di trattamento che riducano i quantitativi da avviare a smaltimento finale e gli impianti idonei a minor distanza del sito di produzione del rifiuto; inoltre, sono svolti audit sui fornitori ambientali, nei quali viene valutata la loro gestione operativa dei rifiuti.

Per garantire la **gestione** efficiente della **risorsa idrica**, Eni valuta l'utilizzo dell'acqua con i relativi impatti sull'ecosistema, sugli altri utenti e sull'organizzazione stessa. Specialmente nelle aree

a stress idrico, realizza la mappatura e il monitoraggio dei rischi idrici e degli scenari di siccità per definire azioni di breve, medio e lungo termine volte anche a prevenire e mitigare gli effetti del cambiamento climatico, coinvolgendo anche i fornitori dalla selezione e qualifica fino all'assegnazione del contratto. Nel 2021 Eni ha pubblicato il proprio posizionamento sulla risorsa idrica²⁶, nel quale si impegna a perseguire quanto previsto dall'adesione al CEO Water Mandate e, in particolare, a minimizzare i propri prelievi di acqua dolce in aree a stress idrico. Gli impegni assunti proiettano Eni verso la ricerca di una gestione ottimale dell'acqua anche al di fuori del perimetro industriale, integrata nel territorio e in grado di minimizzare l'esposizione delle proprie attività al rischio idrico, attraverso un approccio integrato a livello di bacino idrografico. In termini di trasparenza, anche nel 2022 Eni ha dato risposta pubblica al questionario CDP Water Security, ottenendo il punteggio B, in linea con la media di settore. Eni persegue la riduzione dei prelievi di acqua dolce agendo su due leve: l'aumento dell'efficienza o dei ricicli interni di acqua dolce e la sostituzione delle fonti di acqua dolce di alta qualità (di falda, superficiale, municipale o da terzi) con acqua di bassa qualità, ad esempio, acqua da bonifica, reflua o dissalata. Eni Rewind è impegnata a rendere disponibile per usi industriali l'acqua trattata nei propri impianti di bonifica di acque di falda contaminate (TAF - Trattamento Acque di Falda), contribuendo, in tal modo, alla diminuzione dei prelievi di acqua di alta qualità, spiazzate dall'impiego di analoghe quantità di acqua da TAF. L'impegno ad aumentare la quota di acque di produzione reiniettate permette di ridurre i prelievi di acqua salata o salmastra, contribuendo quindi alla salvaguardia della risorsa idrica specialmente nelle aree a stress idrico²⁷. La realizzazione dei progetti specifici viene condotta nel rispetto delle autorizzazioni locali necessarie che, in alcuni casi, possono richiedere il coinvolgimento degli stakeholder locali. Inoltre, Eni si è dotata di precisi standard interni da utilizzare qualora le norme cogenti locali siano meno stringenti, o assenti, per quanto concerne la conservazione dell'ambiente e della risorsa idrica, sottostando, in ultima analisi, anche a quanto indicato dai principali standard internazionali. Con riferimento alle sostanze potenzialmente pericolose²⁸ per le quali gli scarichi sono oggetto di trattamento Eni effettua il monitoraggio dei propri scarichi idrici e, in particolare, degli idrocarburi presenti nelle acque di scarico dopo trattamento e di oli totali nelle acque di produzione scaricate. Sono inoltre adottate soglie di pre-allarme interne nel caso di superamento della concentrazione di microinquinanti nelle acque scaricate, specifici per ogni attività produttiva, allo scopo di avviare eventuali azioni correttive in maniera tempestiva, qualora necessario. In merito alla gestione dei rischi connessi agli **oil spill**, Eni è costantemente impegnata su ogni fronte di intervento: prevenzione, preparazione e, a seguire, mitigazione, risposta e ripristino.

(24) Il modello risponde già a svariati requisiti dello standard UNI/TS 11820 emesso a fine 2022, che rappresenta al momento l'unico benchmark/misura esistente.

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

(26) <https://www.eni.com/assets/documents/ita/sostenibilita/2021/acqua-it.pdf>.

(27) Le aree a stress idrico sono individuate con l'impiego di Aqeduct, strumento realizzato dal World Resources Institute, e monitorate annualmente attraverso un'analisi interna attuata fino al dettaglio del singolo sito operativo.

(28) Come normato dal D.Lgs. n°152 (T.U. ambientale), o analogo riferimento normativo per Paesi esteri.

Nell'ambito della prevenzione degli oil spill in Italia, in Val d'Agri sulla rete di produzione è stata completata la manutenzione, con contestuale aggiornamento tecnologico del sistema e-vpms⁽²⁹⁾. Tale aggiornamento è stato anche eseguito per il monitoraggio Leak Detection⁽³⁰⁾ della linea di trasporto crude oil Rossa del Centro Olio Val d'Agri (COVA) e sulla linea di iniezione acqua industriale del COVA. Sempre in Val D'Agri è stato ottimizzato il sistema di monitoraggio e allerta meteo Early Warning - Cassandra Meteo Forecast⁽³¹⁾, applicato al controllo continuo dei rischi idrogeologici, alla gestione dei deflussi idrici del COVA ed al monitoraggio delle coltivazioni agricole (Agri Hub). Inoltre, sono stati svolti studi di fattibilità per un'evoluzione di tale sistema, per la mitigazione dei rischi derivanti da eventi naturali per l'impiego in impianti fotovoltaici ed eolici (Early Warning for Asset Integrity). In Italia, l'aggiornamento tecnologico del sistema e-vpms⁽²⁹⁾ e successivo avviamento è stato anche effettuato sulle linee downstream di Rho-Malpensa e Pantano-Fiumicino e sempre in Italia, sulla rete retail, è stato eseguito il risanamento cautelativo di alcuni serbatoi interrati e la bonifica e messa fuori servizio di serbatoi di olio esausto. In Nigeria è stato completato il programma di aggiornamento tecnologico del sistema e-vpms⁽²⁹⁾ su alcune trunkline con contestuale avviamento mentre su altre sono stati completati i lavori di installazione dei nuovi sensori del sistema. Nel frattempo, è stato anche definito un piano operativo per nuove installazioni e-vpms⁽²⁹⁾ sul network di produzione e trasporto crude oil. Tra i vari approcci sostenibili e circolari nell'ambito delle attività di bonifica, si segnala la prossima realizzazione di un impianto di fitodepurazione, che potrà essere utilizzato anche per il trattamento delle acque provenienti dal processo industriale. Inoltre, al fine di favorire l'impiego di tecnologie di bonifica più sostenibili, è stato inserito un set di analisi microbiologiche per la verifica dell'applicabilità di bioremediation⁽³²⁾. In aggiunta, è stata completata ed applicata ad un caso studio, la metodologia di screening per la valutazione dei rischi derivanti da eventi naturali che possono coinvolgere le pipeline. Eni continua a collaborare con IPIECA e IOGP - International Association of Oil & Gas Producers per rafforzare la capacità di risposta all'inquinamento marino a valle di eventuali oil spill, anche partecipando ad iniziative regionali (in aree quali Caspian Sea, Black Sea e West/Central/Southern Africa e Central Eurasia).

Operando su scala globale in contesti ambientali con diverse sensibilità ecologiche, Eni ha sviluppato nel tempo un modello di gestione della **Biodiversità e Servizi Ecosistemici (BES)** "science-based", avvalendosi di collaborazioni di lungo periodo con riconosciute organizzazioni internazionali leader nella conservazione della biodiversità i.e. Fauna & Flora International (dal 2003), Wildlife Conservation Society (dal 2016) e più recentemente IUCN - International

Union for Conservation of Nature (2022); dal 2009 Eni è membro di Proteus, un'iniziativa di UNEP/WCMC (World Conservation Monitoring Centre) per la raccolta e diffusione di dati ed informazioni a livello globale relativi alla biodiversità e agli ecosistemi. Da anni, tale modello è parte integrante del Sistema di Gestione Integrato HSE, a conferma della consapevolezza dei rischi per l'ambiente naturale⁽³³⁾ derivanti dalla presenza dei siti e attività di Eni. Il modello di gestione BES si basa su un approccio basato sul rischio, applicato alle operazioni esistenti e ai nuovi progetti, e assicura che le interrelazioni fra gli aspetti ambientali (come BES, cambiamento climatico, gestione delle risorse idriche) e sociali (come lo sviluppo delle comunità locali) siano identificate e gestite sin dalle prime fasi progettuali. Gli studi BES valutano per ciascuna fase del progetto la significatività di un impatto combinando la magnitudo dell'impatto con la sensibilità del valore BES nell'area coinvolta⁽³⁴⁾. Non solo vengono valutati e gestiti i potenziali impatti sugli aspetti BES prioritari, ma vengono considerate anche le opportunità di dare un contributo positivo alla loro conservazione. Ciò avviene attraverso l'applicazione sistematica della Gerarchia di Mitigazione con cui si dà priorità alle misure preventive rispetto alle correttive e con cui si promuove il miglioramento continuo della gestione BES verso l'assenza di perdite nette di biodiversità (no net loss) o miglioramento delle condizioni (net gain), a seconda dei rischi e del contesto specifico del progetto. Il coinvolgimento attivo degli stakeholder avviene sin dalle fasi iniziali di un progetto e per tutto il ciclo di vita, al fine di garantire l'effettiva applicazione della Gerarchia di Mitigazione. La consultazione e la collaborazione con le comunità, le popolazioni indigene e gli altri stakeholder locali aiutano a comprendere le aspettative e le preoccupazioni, a determinare come i servizi ecosistemici e la biodiversità vengono utilizzati e a identificare opzioni gestionali che includano le esigenze locali. L'esposizione al rischio biodiversità viene periodicamente valutata mappando i siti operativi di Eni rispetto alla loro vicinanza geografica con aree protette ed aree importanti per la conservazione della biodiversità. Tale mappatura consente l'identificazione dei siti prioritari dove intervenire con indagini a più alta risoluzione per caratterizzare il contesto operativo-ambientale e valutare i potenziali impatti da evitare o mitigare attraverso Piani d'Azione (BAP - Biodiversity Action Plan). I BAP inoltre specificano i target, i monitoraggi, le tempistiche, le responsabilità e gli indicatori di performance e sono periodicamente aggiornati per tutta la vita del progetto garantendo così un'efficace gestione dell'esposizione al rischio. Nel caso di aree che sono riconosciute dall'UNESCO come siti con "Eccezionale Valore Universale" (OUV - Outstanding Universal Value), Eni ha adottato una politica di "NO GO". Nel 2019, Eni ha quindi comunicato il suo impegno a non svolgere attività di esplorazione e sviluppo nei Siti Naturali presenti nella Lista del

(29) e-vpms⁽²⁹⁾ è una tecnologia di rilevazione delle variazioni vibro-acustiche nella struttura delle pipeline e nel fluido trasportato dalle stesse, finalizzato ad individuare potenziali spill in corso.

(30) Leak Detection è un sistema di rilevamento perdite in condizioni operative sia in fase di trasporto che di standby del fluido.

(31) Sistema di allerta preventivo in grado di supportare la gestione dell'integrità di oleodotti e gasdotti e di prevedere possibili rischi idrogeologici legati ad eventi naturali (allagamenti e dissesto dei versanti).

(32) Tecnologia di bonifica ambientale che fa leva su microrganismi in grado di biodegradare o detossificare sostanze inquinanti.

(33) La perdita di biodiversità è infatti oggi globalmente riconosciuta come uno dei rischi più importanti in termini di impatto e probabilità, alla stregua del cambiamento climatico e delle crisi idriche (WEF 2020).

(34) La magnitudo descrive il livello di pressione che il progetto potrebbe esercitare sul valore BES, ed è calcolata come combinazione della durata e/o irreversibilità degli impatti ed estensione/scala dell'area interessata. La sensibilità del valore BES viene valutata combinandone l'importanza (es. presenza di specie minacciate o habitat critici interessati) con la sua vulnerabilità e resilienza.

Patrimonio Mondiale dell'Umanità dell'UNESCO; inoltre, nelle joint venture in cui Eni non è operatore, viene promosso con i partner lo sviluppo e l'adozione di buone pratiche gestionali in linea con la nostra Policy BES. Nel 2022 Eni ha siglato una partnership biennale con IUCN per l'identificazione di buone pratiche di mitigazione degli impatti sulla biodiversità associata allo sviluppo di progetti di energia rinnovabile. Il progetto, guidato da IUCN e da The Biodiversity Consultancy con la collaborazione di Fauna & Flora International e di altre quattro società energetiche, fornirà criteri e strumenti per selezionare le aree più ottimali dal punto di vista ambientale per lo sviluppo di impianti di energia solare ed eolica, fornendo indicazioni per ridurre al minimo l'impatto sulla biodiversità nell'estrazione delle materie prime per la produzione dei componenti degli impianti di energia rinnovabile, indicazioni sulla gestione degli impatti cumulativi, sulla pianificazione territoriale e sulle opportunità di miglioramento della natura nelle aree di sviluppo di parchi solari ed eolici. Inoltre, nel 2022 Eni ha partecipato, attraverso associazioni di settore (IPIECA, WBCSD), alle negoziazioni del nuovo accordo quadro globale per la biodiversità "Kunming-Montreal Global Biodiversity Framework" accogliendone con favore gli obiettivi e la visione globale. Tra le inclusioni più significative del Framework c'è la richiesta alle grandi aziende di monitorare, valutare e divulgare in modo trasparente i propri rischi, dipendenze e impatti sulla biodiversità. Tale approccio è, già da lungo tempo, parte del sistema di gestione BES di Eni che prevede un aggiornamento periodico delle valutazioni dell'esposizione al rischio biodiversità per le operazioni del proprio portfolio.

Metriche e commenti alle performance

Nel 2022 i **prelievi di acqua** di mare sono risultati in sensibile riduzione, per il contributo di tutte le aree di business, in particolare dei settori R&M e Chimica (-200 Mm³ per le fermate per manutenzione del petrolchimico di Porto Marghera e della Raffineria di Taranto e per le minori produzioni di quella di Gela), Upstream (oltre -47 Mm³ per l'uscita dal dominio di Eni Angola SpA) e Corporate ed Altre Attività (-13 Mm³ circa per l'uscita dal dominio di ILCV SpA). I prelievi di acque dolci, pari a circa il 9% dei prelievi idrici totali e imputabili per oltre il 79% al settore R&M e Chimica, hanno registrato un complessivo aumento riconducibile all'entrata nel dominio di consolidamento di Versalis dei Consorzi di Porto Marghera e Ravenna, che forniscono un servizio di gestione idrica per l'intero sito industriale, inclusa la distribuzione dell'acqua prelevata anche a società coinsediate differenti da Eni. Escludendo i prelievi effettuati per terzi, i prelievi di acqua dolce utilizzati nei processi produttivi Eni nel 2022 si riducono del 2% rispetto all'anno precedente, grazie ad iniziative intraprese per ottimizzare i recuperi interni presso la raffineria di Sannazzaro, alle minori produzioni di energia elettrica di Enipower, alla riduzione dei consumi della centrale di IPP OKPAI in Nigeria e all'avvio nella seconda parte del 2021 dell'impianto di desalinizzazione presso Zohr in Egitto con azzeramento dei prelievi di acqua dolce. La percentuale di riutilizzo delle acque dolci di Eni è risultata pari al 90%, in leggero calo rispetto al dato

2021 (91%), anche a causa della fermata generale del sito di Dunkerque di Versalis (oltre -111 Mm³ di acqua riciclata). La percentuale di reiniezione dell'acqua di produzione del settore E&P è salita al 59% (58% nel 2021), nonostante il deconsolidamento di Vår Energi e la vendita di alcuni asset in Congo, con conseguente riduzione sia dei volumi di acqua prodotta sia di quelli di acqua reiniettata. Dall'analisi del livello di stress dei bacini idrografici e da approfondimenti effettuati a livello locale, risulta che i prelievi di acqua dolce da aree a stress rappresentino nel 2022 il 2% dei prelievi idrici totali di Eni (dato in leggero aumento rispetto al 2021 per effetto dell'entrata nel dominio dei Consorzi Versalis). Nel 2022, in particolare, Eni ha prelevato 131 Mm³ di acqua dolce, di cui 30,3 Mm³ da aree a stress idrico (15,3 Mm³ da acque superficiali, 6,3 Mm³ da acque sotterranee, 3,1 Mm³ da terze parti, 3,0 Mm³ da acquedotto e 2,6 Mm³ da TAF). I prelievi di acqua di mare e di acque salmastre in aree a stress idrico sono stati rispettivamente pari a 942 Mm³ e 8 Mm³. L'acqua di produzione onshore in aree a stress idrico è stata pari a 21,1 Mm³. Nel 2022 Eni ha scaricato 98 Mm³ di acqua dolce di cui 18,8 Mm³ in aree a stress idrico, pari al 19% (20% nel 2021). Nel 2022 i consumi idrici totali di Eni sono stati pari a 122 Mm³ (di cui 31,7 Mm³ in aree a stress idrico).

I barili sversati a seguito di **oil spill operativi** sono diminuiti del 23% rispetto al 2021. Tra gli eventi più significativi si segnalano uno sversamento in Egitto di 300 barili da un oleodotto adibito al trasferimento di greggio da una piattaforma offshore all'impianto onshore (quasi la metà del prodotto recuperato) e uno sversamento di 176 barili di benzina durante le operazioni di scarico dall'autocisterna in un punto vendita in Italia. Il 32% dei barili sversati è riconducibile alle attività in Egitto, il 19% in Italia ed il 16% in Libia. Complessivamente è stato recuperato quasi il 20% dei volumi di oil spill operativi.

Per quanto riguarda gli **oil spill da sabotaggio**, nel 2022 è quasi raddoppiato il numero degli eventi rispetto all'anno scorso e conseguentemente anche i volumi sversati sono aumentati di oltre il 70%. Tutti gli eventi sono avvenuti in Nigeria: tra gli sversamenti più significativi si registra uno spill di 1.250 barili causato dall'utilizzo di esplosivo sulla linea Ogoda-Brass nell'area del delta del Niger (di cui oltre 1.000 barili recuperati). Complessivamente è stato recuperato l'80% dei volumi complessivi da sabotaggio. I volumi sversati da spill operativi hanno impattato per il 54% il suolo e per il 46% il corpo idrico, mentre quelli da sabotaggio hanno impattato per il 99,6% il suolo e per lo 0,4% il corpo idrico. I volumi sversati a seguito di chemical spill (47 barili totali) sono principalmente riconducibili ad uno spill avvenuto presso il Centro Olio Val d'Agri (31 barili di prodotto).

I **rifiuti da attività produttive** generati nel 2022 sono aumentati del 29% rispetto al 2021, principalmente a seguito dell'incremento dell'acqua di produzione di Zohr (Petrobel, Egitto) trattata come rifiuto pericoloso. I rifiuti non pericolosi sono in lieve aumento rispetto al 2021 (+2%), in particolare nella raffinazione a seguito dei fermi impianti presso le raffinerie di Taranto e Gela e per i cantieri legati a nuovi impianti presso le raffinerie di Venezia e Livorno. Al trend in crescita hanno inoltre contribuito Enipower (costruzione di una nuova caldaia

e due nuove turbine presso la centrale di Ravenna) e le attività cantieristiche per la realizzazione di nuovi impianti Plenitude in Italia e Slovenia. I rifiuti recuperati e riciclati sono rimasti stabili all'11% dei rifiuti totali smaltiti³⁵. I rifiuti smaltiti presso terzi sono stati pari all'87% del totale (97% i rifiuti pericolosi e 83% quelli non pericolosi), mentre i rifiuti recuperati e riciclati presso terzi sono stati pari al 91% del totale (100% i rifiuti pericolosi e 89% quelli non pericolosi). Nel 2022 sono state generate complessivamente 4,4 milioni di tonnellate di **rifiuti da attività di bonifica** (di cui 4,1 milioni da Eni Rewind), costituite per oltre l'84% da acque trattate da impianti TAF, in parte riutilizzate ed in parte restituite all'ambiente; i restanti volumi sono movimentati e conferiti presso impianti di terzi. Sono stati spesi €558 milioni in attività di bonifica. Le **emissioni di inquinanti in atmosfera** sono diminuite, ad eccezione delle emissioni di particolato (PM) che sono aumentate del 4% rispetto all'anno precedente. La riduzione delle emissioni di SO_x è legata al minor volume di gas inviato a torcia acida presso il centro COVA del Distretto Meridionale, mentre la riduzione delle produzioni di raffinerie e impianti petrolchimici ha influito sulla riduzione degli NMVOC. Le emissioni di PM sono complessivamente aumentate in relazione all'ingresso nell'area di consolidamento di DLNG Service SAE (Damietta LNG) e all'aumento del gas trasportato da parte di Sergaz.

L'analisi 2022 della mappatura dei siti ha evidenziato che la sovrapposizione anche solo parziale, all'interno di aree prioritarie³⁶ per la conservazione della **biodiversità** riguarda 21 siti operativi³⁷, tutti ubicati in Italia ad eccezione di un sito in Spagna e uno in Francia; ulteriori 45 siti³⁷ situati in 11 Paesi (Italia, Australia, Austria, Francia, Germania, Regno Unito, Spagna, Svizzera, Tunisia, Ungheria e USA) sono invece adiacenti ad aree protette o KBA, ovvero si trovano ad una distanza inferiore a 1 km. Circa il 40% dei siti in, o adiacenti, ad aree importanti per la biodiversità sono siti per la generazione di energia rinnovabile, la restante parte sono stabilimenti petrolchimici, raffinerie o depositi. Per quanto riguarda il settore Upstream, 29 concessioni³⁷ risultano in sovrapposizione parziale con aree protette o KBA, avendo attività operative nell'area di sovrapposizione. Tali concessioni si trovano in 6 Paesi: Italia, Nigeria, Pakistan, Stati Uniti/Alaska, Egitto e Regno Unito. In generale, per tutte le Linee di Business, la maggiore esposizione in Italia e in Europa risulta essere verso le aree protette della Rete Natura 2000³⁸ che ha un'estesa dislocazione sul territorio europeo; tale esposizione risulta meno accentuata rispetto allo

scorso anno a seguito dell'uscita dei Siti Natura 2000 del Regno Unito. Le stesse aree però sono confluite sotto la categoria "altre aree protette". In nessun caso, in Italia o all'estero, c'è sovrapposizione di attività operativa con siti naturali appartenenti al patrimonio mondiale dell'UNESCO (WHS³⁹); un solo sito Upstream⁴⁰ è localizzato nelle vicinanze di un sito naturale WHS (il Monte Etna) ma non ci sono attività operative all'interno dell'area protetta, né sono stati identificati impatti significativi che possano minacciarne l'Eccezionale Valore Universale (OUV - Outstanding Universal Value). Nel 2022 si sono svolte attività di ripristino di habitat o protezione della biodiversità (avviate e/o in corso nell'anno) in Congo, Egitto, Nigeria, Regno Unito, Usa (Alaska), Messico, Ghana, Spagna e Italia. Le principali azioni implementate riguardano attività di ripristino ecologico di foreste o altri habitat naturali, attività di monitoraggio e conservazione delle specie, attività di sensibilizzazione delle comunità e dei lavoratori. Ad esempio, in Alaska è in esecuzione sin dal 2009 un BAP per mitigare gli impatti e dimostrare i progressi verso il raggiungimento dell'obiettivo del No Net Loss e, dove possibile, contribuire a migliorare lo stato (net gain) e la conoscenza della biodiversità nell'area dell'Alaska North Slope. Tra le principali azioni in corso nel 2022 si segnalano (i) il monitoraggio dei movimenti degli orsi polari all'interno dell'area operativa, (ii) il ripristino di una cava di ghiaia dismessa come zona umida che include habitat per gli uccelli selvatici locali. Inoltre, nel 2022 Eni ha ingaggiato un team di scienziati artici della ONG internazionale per la conservazione WCS (Wildlife Conservation Society) che sta collaborando con le autorità e le comunità locali per sperimentare nuovi approcci a basso disturbo per il rilevamento delle tane degli orsi polari e approcci per la protezione e il ripristino della tundra artica. Nel 2022 l'analisi condotta sul database globale della Lista Rossa IUCN⁴¹ ha evidenziato la possibile presenza di 57 specie in pericolo critico, 155 in pericolo e 285 specie vulnerabili in prossimità delle aree operative di Eni. Le specie quasi minacciate e di minor preoccupazione sono invece rispettivamente 318 e 4568. Si segnala inoltre che risultano 313 specie catalogate come "data deficient", per cui le informazioni a livello globale sono inadeguate per una valutazione diretta o indiretta del rischio di estinzione. Le specie carenti di dati sono attenzionate da Eni alla stregua delle categorie intermedie di rischio perché hanno alte probabilità di essere specie in pericolo di estinzione, vista la mancanza di dati adeguati alla valutazione del rischio di estinzione.

(35) Nel dettaglio, nel 2022 il 4% dei rifiuti pericolosi da attività produttiva smaltiti da Eni è stato recuperato/riciclato, l'1% ha subito un trattamento chimico/fisico/biologico, il 6% è stato incenerito, l'1% è stato smaltito in discarica, mentre il restante 88% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo). Per quanto riguarda i rifiuti non pericolosi da attività produttiva, il 16% è stato recuperato/riciclato, il 3% è stato incenerito, il 6% è stato smaltito in discarica, mentre il rimanente 75% è stato inviato ad altro tipo di smaltimento (incluso il conferimento a impianti di stoccaggio temporaneo prima dello smaltimento definitivo e, per una piccola quota, l'incenerimento).

(36) Aree Protette e KBA (Key Biodiversity Areas). Le KBA sono siti che contribuiscono in modo significativo alla persistenza globale della biodiversità, a terra, nelle acque dolci o nei mari. Sono identificati attraverso i processi nazionali dalle parti interessate locali utilizzando una serie di criteri scientifici concordati a livello globale. Le KBA considerate nell'analisi sono costituite da due sottoinsiemi: 1) Important Bird and Biodiversity Areas; 2) Alliance for Zero Extinction Sites. Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas".

(37) Questo valore totale non è calcolabile sommando i valori presenti nella successiva tabella dedicata in quanto un sito operativo/concessione di Eni può risultare in sovrapposizione/adiacenza a più aree protette o KBA.

(38) Natura 2000 è il principale strumento della politica dell'Unione Europea per la conservazione della biodiversità. Si tratta di una rete ecologica diffusa su tutto il territorio dell'Unione, istituita ai sensi della Direttiva 2009/147/CE sulla conservazione degli uccelli selvatici e della Direttiva 92/43/CEE "Habitat".

(39) World Heritage Site.

(40) Nonostante non rientri nel perimetro di consolidamento, si segnala che il campo di Zubair (Iraq) si trova nelle vicinanze del sito Ahwar classificato sito WHS misto (naturale e culturale). Anche in questo caso nessuna infrastruttura o attività operativa ricade all'interno di tale area protetta, né sono identificati impatti significativi a minaccia dell'OUV del sito.

(41) La Lista Rossa IUCN è un indicatore per misurare lo stato della biodiversità, in quanto riflette la resilienza o la vulnerabilità degli habitat contribuendo ad indicare le priorità d'intervento e le azioni necessarie per la conservazione.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2022		2021	2020
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
ACQUA					
Prelievi idrici totali	(milioni di metri cubi)	1.424	1.367	1.673	1.723
di cui: acqua di mare		1.283	1.268	1.533	1.599
di cui: acqua dolce ^(a)		131	97	125	113
di cui: prelevata da acque superficiali		98	69	82	71
di cui: prelevata da sottosuolo		18	13	23	21
di cui: prelevata da acquedotto o cisterna		6	5	7	7
di cui: acqua da TAF ^(b) utilizzata nel ciclo produttivo		5	5	6	4
di cui: risorse idriche di terze parti ^(c)		4	4	7	10
di cui: prelevata da altri stream		0	0	0	0
di cui: acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie		10	2	15	11
Prelievi di acqua dolce da aree a stress idrico		30,3	20	25,9	26,5
Riutilizzo di acqua dolce	(%)	90	92	91	91
Totale acqua di produzione estratta (upstream) ^(d)	(milioni di metri cubi)	44	20	58	57
Acqua di produzione reiniettata	(percentuale)	59	43	58	53
Scarico idrico totale ^(e)	(milioni di metri cubi)	1.291	1.280	1.539 ^(g)	1.584 ^(g)
di cui: in mare		1.215	1.207	1.456 ^(g)	1.501
di cui: in acque superficiali		61	61	69	67
di cui: in rete fognaria		12	10	11	11
di cui: ceduto a terzi ^(f)		3	3	3	4
Scarico di acqua dolce in aree a stress idrico		18,8	17,7	19	18,3
Consumi idrici totali:	(milioni di metri cubi)	122	96	125	136
di cui: in aree a stress idrico		31,7	12,0	33,3	39,0
OIL SPILL					
Oil spill operativi ^(h)					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	36	20	36	46
di cui: upstream		28	12	30	43
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	1.044	533	1.355	958
di cui: upstream		845	334	436	882
Oil spill da sabotaggi (compresi furti) ^(h)					
Numero totale di oil spill (>1 barile)	(numero)	244	244	125 ^(h)	110
di cui: upstream		244	244	125	109
Volumi di oil spill (>1 barile)	(barili)	5.253	5.253	3.053 ^(h)	5.866
di cui: upstream		5.253	5.253	3.053 ^(h)	5.457
Volumi di oil spill da sabotaggi (compresi furti) in Nigeria (>1 barile)		5.253	5.253	3.053 ^(h)	4.452
Chemical spill					
Numero totale di chemical spill	(numero)	13	11	20	24
Volumi di chemical spill	(barili)	47	45	68	3
RIFIUTI					
Rifiuti da attività produttive	(milioni di tonnellate)	2,7	1,8	2,1	1,8
di cui: pericolosi		1,1	0,3	0,5	0,4
di cui: non pericolosi		1,7	1,5	1,6	1,4
Rifiuti riciclati/recuperati		0,3	0,3	0,2	0,2
di cui: pericolosi		0,0	0,0	0,0	0,0
di cui: non pericolosi		0,3	0,3	0,2	0,2
Rifiuti destinati a smaltimento		2,4	1,5	1,9	1,6
di cui: pericolosi		1,0	0,2	0,4	0,4
di cui: non pericolosi		1,4	1,3	1,5	1,2
EMISSIONI DI INQUINANTI IN ATMOSFERA					
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO ₂ eq)	48,8	27,7	48,8	51,7
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq)	17,9	3,9	18,5	15,3
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	23,1	12,6	24	21,4
Emissioni di PM (Particulate Matter)		1,4	0,6	1,4	1,3

(a) Di cui prelievi di acque dolci ceduti a terzi senza utilizzo nei processi produttivi Eni: 15 Mm³ nel 2022 (per inclusione nel dominio dei Consorzi Versalis), 3 Mm³ nel 2021 e 1 Mm³ nel 2020.

(b) TAF: Trattamento acque di falda.

(c) I prelievi di risorse idriche di terze parti sono relativi esclusivamente ad acqua dolce.

(d) Si segnala che nel 2022 le acque di produzione reiniettate e iniettate a scopo disposal sono state pari a 25,6 Mm³. Inoltre, le acque di produzione scaricate in corpo idrico superficiale e di mare o inviate a bacini di evaporazione sono state pari 14,8 Mm³.

(e) Del totale degli scarichi idrici il 7% circa è acqua dolce.

(f) Si tratta di acqua ceduta per uso industriale.

(g) I dati presenti nella DNF 2021 sono stati aggiornati.

(h) I dati presenti nella DNF 2021 sono stati aggiornati a seguito della chiusura di alcune investigazioni in data successiva alla pubblicazione.

NUMERO DI AREE PROTETTE E KBA IN SOVRAPPOSIZIONE O ADIACENTI A SITI E CONCESSIONI APPARTENENTI A SOCIETÀ OPERATE^(a)

		Analisi svolta sui siti operativi del downstream di Eni, Versalis, Enipower e Eni Plenitude		Analisi svolta sulle concessioni Upstream
		In sovrapposizione a siti operativi	Adiacente a siti operativi (<1km) ^(b)	Con attività operativa nell'area di sovrapposizione
		2022	2022	2022
Siti Naturali Patrimonio Mondiale UNESCO (WHS)	(numero)	0	0	0
Natura 2000		14	38	11
IUCN ^(c)		5	23	2
Ramsar ^(d)		0	3	2
Altre Aree Protette		2	9	14
KBA		9	15	8

(a) Il perimetro di rendicontazione, oltre alle società consolidate integralmente, include anche 4 concessioni Upstream appartenenti a società operate in Egitto e stabilimenti del downstream di Eni, anch'essi appartenenti a società operate. Ai fini dell'analisi sono state valutate le concessioni Upstream al 30 giugno di ogni anno di riferimento.

(b) Le aree importanti per la biodiversità e i siti operativi non si sovrappongono ma sono ad una distanza inferiore a 1 km.

(c) Aree protette con assegnata una categoria di gestione IUCN, International Union for Conservation of Nature.

(d) Lista di zone umide di importanza internazionale individuate dai Paesi che hanno sottoscritto la Convenzione di Ramsar firmata in Iran nel 1971 e che ha l'obiettivo di garantire lo sviluppo sostenibile e la conservazione della biodiversità di tali aree.

Diritti umani



Eni si impegna a svolgere le proprie attività nel rispetto dei diritti umani e si attende che i propri Business Partner facciano altrettanto nello svolgimento delle attività assegnate o svolte in collaborazione con e/o nell'interesse di Eni. Tale impegno, fondato sulla dignità di ciascun essere umano e sulla responsabilità dell'impresa di contribuire al benessere delle persone e delle Comunità nei Paesi di presenza, è espresso nella Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani approvata nel 2018 dal CdA. Il documento evidenzia le aree prioritarie su cui Eni esercita un'approfondita due diligence, secondo un approccio sviluppato in coerenza con i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP)⁽⁴²⁾ e dalle Linee Guida OCSE destinate alle Multinazionali⁽⁴³⁾. Questi aspetti sono descritti all'interno di un report dedicato, Eni for Human Rights⁽⁴⁴⁾, pubblicato annualmente dal 2019, in cui si fornisce una rappresentazione integrale del modello gestionale adottato sul tema e delle attività degli ultimi anni, avvalendosi dell'UNGP Reporting Framework per rendicontare impegni e risultati. Nel 2022 il Comitato Sostenibilità e Scenari, che ha funzioni propositive e consultive nei confronti del CdA sui temi ESG e anche Diritti Umani, ha approfondito le attività dell'anno, tra cui il modello di gestione risk-based adottato da Eni e lo Slavery and Human Trafficking Statement approvato dal CdA ad aprile 2022. Anche quest'anno Eni ha proseguito nel processo di attribuzione al management di incentivi collegati alle performance sui diritti umani, assegnando obiettivi

specifici a tutti i primi riporti dell'AD e agli altri livelli manageriali, a seconda del ruolo. Con riferimento alla formazione, in continuità con il programma di sensibilizzazione pluriennale lanciato nel 2016, anche nel 2022, sono stati erogati specifici corsi e-learning dedicati principalmente alle funzioni maggiormente coinvolte, allo scopo di creare internamente un linguaggio e una cultura comune e condivisa sul tema e di migliorare la comprensione dei possibili impatti del business in materia, inclusi approfondimenti su tematiche di interesse di singole attività/famiglie professionali. L'impegno di Eni, il modello di gestione e le attività condotte sui diritti umani si concentrano sui temi considerati più significativi per l'azienda – come richiesto anche dagli UNGP – alla luce delle attività di business condotte e dei contesti in cui la Società opera. I "salient human rights issue" identificati da Eni sono 13, raggruppati in 4 categorie: diritti umani (i) nel posto di lavoro; (ii) nelle comunità che ospitano le attività di Eni; (iii) nelle relazioni commerciali (con fornitori, contrattisti e altri business partner) e (iv) nei servizi di security. Nel 2020 è stato realizzato un modello risk-based di valutazione del presidio dei **diritti umani sul posto di lavoro** finalizzato a segmentare le società Eni in base a parametri quantitativi e qualitativi che colgono le caratteristiche e i rischi specifici del Paese/contesto operativo e legati al processo di gestione delle risorse umane (tra cui il contrasto a ogni forma di discriminazione, la parità di genere, le condizioni di lavoro, la libertà di associazione e contratta-

(42) UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPs).

(43) OECD Guidelines for Multinational Enterprises.

(44) Si veda: <https://www.eni.com/assets/documents/eng/just-transition/2021/eni-for-human-rights-2021.pdf>

zione collettiva). Questo approccio identifica le eventuali aree di rischio, o di miglioramento, per le quali definire delle azioni specifiche da monitorare nel tempo. Nel corso del 2022 è stata approfondita l'applicazione del modello nelle società controllate del business upstream già oggetto di monitoraggio nel 2021 ed è stata effettuata una prima applicazione nell'ambito Energy Evolution. Eni è impegnata nel prevenire possibili impatti negativi sui **diritti umani di individui e comunità ospitanti**, derivanti dalla realizzazione di progetti industriali. A tal fine, nel 2018 Eni si è dotata di un modello risk-based – aggiornato nel 2021 – che si avvale di elementi legati al contesto di riferimento, quali ad esempio gli indici di rischio del data provider Verisk Maplecroft, e alle caratteristiche progettuali, al fine di classificare i progetti di business delle attività Upstream in base al potenziale rischio diritti umani e individuare le opportune misure di gestione. I progetti a rischio più elevato sono oggetto di specifico approfondimento mediante “Human Rights Impact Assessment” (HRIA) o “Human Rights Risk Analysis” (HRRRA) per identificare le misure atte a prevenire gli impatti potenziali sui diritti umani e a gestire quelli esistenti. Nel 2022 tali approfondimenti sono stati condotti per i progetti di sviluppo degli agrifeedstock avviati in Kenya e in Congo⁴⁵, identificando delle raccomandazioni volte a mitigare i potenziali impatti negativi, declinate in Piani d'Azione da implementare nel 2023. Nel corso dell'anno è stato, inoltre, dato seguito ai Piani d'Azione sugli assessment del 2021: a Cabinda Centro in Angola; nel Blocco 47 in Oman; nel blocco di Dumre in Albania; nell'Area C dell'Emirato di Sharjah (UAE). Tutti i report degli HRIA condotti fino al 2020 ed i relativi Piani di Azione adottati, inclusi i report periodici sull'avanzamento dei Piani, sono disponibili pubblicamente sul sito Eni⁴⁶.

In alcuni Paesi, quali l'Australia e l'Alaska, Eni opera in aree in cui sono presenti popolazioni indigene, nei confronti delle quali ha adottato delle politiche specifiche a tutela dei loro diritti, cultura e tradizioni e per promuovere la loro consultazione preventiva, libera e informata. La più recente di queste Policy, riferita alle popolazioni indigene in Alaska⁴⁷ interessate dalle attività di business svolte dalla società Eni US Operating nell'area, è stata adottata nel 2020 e rinnovata nel 2021. Nel corso dell'anno non sono stati rilevati episodi di violazione dei diritti di tali popolazioni⁴⁸.

Il rispetto dei diritti umani nella **catena di fornitura** è per Eni un requisito imprescindibile, tutelato attraverso un processo di procurement che prevede l'adozione di un modello di valutazione dedicato ai diritti umani, nonché di comportamenti trasparenti, imparziali, coerenti e non discriminatori nella selezione dei fornitori, nella valutazione delle offerte e nella

verifica delle attività previste a contratto (si veda capitolo “Fornitori”). Per sancire e rafforzare l'impegno sui valori fondamentali e in particolare sul rispetto dei diritti umani, le imprese che collaborano con Eni sono chiamate a sottoscrivere il “Codice di Condotta Fornitori”, un patto che guida e caratterizza i rapporti con i fornitori in tutte le fasi del processo di procurement (dalla candidatura alla qualifica, ai procedimenti di acquisto fino alla fase di esecuzione) sui principi di responsabilità sociale, tra cui i diritti umani. La valutazione e il presidio sul rispetto dei diritti umani trovano applicazione nei processi di procurement attraverso un modello risk-based che consente di analizzare e classificare i fornitori secondo un livello di potenziale rischio basato sul contesto Paese e sulle attività⁴⁹ svolte. Al fine di rafforzare il presidio sul tema ed in particolare sui rischi legati al lavoro forzato/obbligato e al diritto alla libertà di associazione e contrattazione collettiva, nel 2022 l'applicazione del modello risk-based è stata estesa ad ulteriori 13 società estere, per un totale di 24, e ha consentito l'individuazione di Nigeria, Congo e Mozambico come Paesi con il maggior numero di fornitori a rischio. Oltre alle attività effettuate su tutti i fornitori di due diligence, valutazione di gara, feedback d'esecuzione e aggiornamenti con questionari dedicati, il modello risk-based prevede lo svolgimento sui fornitori di verifiche atte a monitorare, in coerenza con gli standard internazionali SA8000, il presidio dei diritti umani: nel 2022 sono state effettuate più di 350 verifiche approfondite, documentali ed in campo, su fornitori diretti ed indiretti. Per promuovere la conoscenza dei presidi sui diritti umani, sono stati inoltre organizzati dei programmi di formazione da remoto e dei workshop verso colleghi delle funzioni di Vendor Management di consociate estere. Ulteriori misure volte a contrastare le forme di moderna schiavitù e la tratta di esseri umani ed impedire lo sfruttamento di minerali associati a violazioni dei diritti umani nella catena di fornitura sono approfondite, rispettivamente, nel “Slavery and Human Trafficking Statement”⁵⁰ e nella Posizione sui “Conflict minerals”⁵¹. Quest'ultima descrive le politiche ed i sistemi per l'approvvigionamento di “conflict minerals” (tantalio, stagno, tungsteno e oro) da parte di Eni, aventi l'obiettivo di minimizzare il rischio che l'approvvigionamento di tali minerali possa contribuire a finanziare, direttamente o indirettamente, violazioni dei diritti umani nei Paesi interessati.

Eni gestisce le proprie **operazioni di security** nel rispetto dei principi internazionali previsti anche dai Voluntary Principles on Security & Human Rights promossi dalla Voluntary Principles Initiative (VPI), l'iniziativa multistakeholder che riunisce le principali energy companies nella tutela e promozione degli

(45) <https://www.eni.com/it-IT/mobilita-sostenibile/biocarburanti-oli-vegetali.html>

(46) <https://www.eni.com/it-IT/trasformazione/rispetto-diritti-umani.html>

(47) Si veda: https://www.eni.com/assets/documents/Indigenous%20Peoples%20Policy%201DEC2020_final.pdf

(48) Con riferimento ai Paesi summenzionati, dove non sono emerse segnalazioni attraverso i grievance mechanism locali, su tematiche riconducibili ai diritti umani, nel corso dell'anno.

(49) Basato su vulnerabilità e probabilità correlate a specifiche condizioni quali, il livello di formazione e competenze necessarie, il livello di intensità del lavoro, il ricorso ad agenzie di manpower, i rischi di natura HSE. Sono state classificate come attività ad alto rischio sia attività industriali, come manutenzione, costruzione, assemblaggio, logistica, sia beni e servizi generali, come servizi di pulizia, catering, servizi di security e gestione degli immobili.

(50) In conformità alla normativa inglese Modern Slavery Act 2015 e, a partire da quest'anno, alla normativa australiana Commonwealth Modern Slavery Act 2018.

(51) In adempimento alla normativa della US SEC.

Human Rights. Come comunicato ufficialmente l'8 dicembre 2022 dalla stessa VPI, dopo aver ottenuto già nel 2020 l'ammissione in qualità di "Engaged Corporate Participant", Eni ha acquisito lo status di "Full Member" della Voluntary Principles Initiative grazie alla dimostrazione dell'impegno profuso sul tema della promozione e sensibilizzazione verso gli Human Rights da parte di tutte le funzioni interessate. Tra le attività più significative del 2022, si segnala l'applicazione in Nigeria del Conflict Analysis Tool, progetto proposto ed elaborato dalla VPI con l'obiettivo di analizzare le cause dei conflitti di una determinata area/Paese a partire dall'identificazione di quelle cause che più contribuiscono a inasprire il conflitto, per poi provare ad individuare eventuali possibili azioni da parte della compagnia che possano avere come effetto una mitigazione delle cause del conflitto. L'applicazione di questo tool ha comportato lo svolgimento di più di 30 interviste a livello locale in cui sono state analizzate le cause del conflitto in Nigeria e l'elaborazione di un Action Plan che contiene le relative azioni di mitigazione e coinvolge diversi siti operativi del Paese. Da ultimo, in linea con i principi del "responsible contracting" suggeriti dalle best practices e linee guida internazionali in materia di Business & Human Rights, Eni ha predisposto una serie di clausole standard in materia di compliance diritti umani da inserire sulla base di un approccio risk-based nelle principali fattispecie contrattuali di Eni e fornisce supporto al business per la definizione e negoziazione delle stesse.

Metriche e commenti alle performance

Nel 2022 è stato completato il ciclo di formazione triennale, avviato nel 2020, riguardo la formazione obbligatoria per i dirigenti e i quadri (Italia ed estero) dei 4 moduli specifici: "Security and Human Rights", "Human Rights and relations with Communities", "Human Rights in the Workplace" e "Human rights in the Supply Chain". Inoltre, è continuata l'erogazione rivolta a tutta la popolazione Eni degli altri percorsi offerti sulle tematiche di sostenibilità e diritti umani. La percentuale complessiva di fruizione dei corsi si è attestata all'89% degli iscritti. È stata anche portata a termine l'erogazione dei corsi specialistici di Human Rights alla popolazione target individuata da piano ed è stato erogato ai neo-inseriti il corso

base Business & Human Rights. Nel 2022 sono state avviate attività di sensibilizzazione e formazione sul contrasto alla violenza e alle molestie sul lavoro come previsto dalla policy specifica emessa a fine 2021, anche per rispondere anticipatamente alle previsioni della Convenzione n. 190 dell'Organizzazione Internazionale del lavoro. La percentuale del personale della famiglia professionale Security, formato in tema di diritti umani si è attestata al 93%: tale percentuale riflette il ricambio quali/quantitativo delle risorse in ingresso ed in uscita dalla famiglia professionale anno su anno. Inoltre, Eni dal 2009 conduce un programma di formazione a forze di sicurezza pubbliche e private presso le controllate, riconosciuto come best practice nella pubblicazione congiunta Global Compact e Principles for Responsible Investment (PRI) delle Nazioni Unite del 2013. A tal proposito, dal 9 all'11 novembre 2022 presso le società controllate NAOC (Nigerian Agip Oil Company Ltd) e NAE (Nigerian Agip Exploration) in Port Harcourt si è tenuto il Workshop Security & Human Rights, condotto da una società indipendente di consulenza, specializzata nel security management e tutela dei Diritti Umani in ambito internazionale, con 409 partecipanti appartenenti alle forze armate nigeriane, alle forze di sicurezza private e a NAOC e NAE. Tale Workshop ha rappresentato la 21ma edizione dell'iniziativa di formazione che finora ha coinvolto 15 Paesi. Per quanto concerne le segnalazioni, nel 2022 è stata completata l'istruttoria su 77 fascicoli⁵², di cui 45 includevano tematiche afferenti ai diritti umani, principalmente relative a potenziali impatti sui diritti dei lavoratori e sulla salute e sicurezza occupazionale. Tra queste sono state verificate 62 asserzioni, per 12 delle quali sono stati confermati, almeno in parte, i fatti segnalati ed intraprese azioni correttive per mitigarne e/o minimizzarne gli impatti. In particolare, sono state intraprese: (i) azioni sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi, relative all'implementazione e al rafforzamento dei controlli in essere; (ii) azioni di formazione sulle tematiche del Codice Etico e della "Zero Tolerance" policy e (iii) azioni verso dipendenti, con provvedimenti disciplinari, secondo il contratto collettivo di lavoro e le altre norme nazionali applicabili. A fine anno risultano ancora aperti 16 fascicoli, in 5 dei quali sono richiamate tematiche relative ai diritti umani, riguardanti principalmente potenziali impatti sui diritti dei lavoratori.

(52) Fascicolo di segnalazione: è un documento di sintesi degli accertamenti condotti sulla/e segnalazione/i (che può contenere una o più asserzioni circostanziate e verificabili) nel quale sono riportati la sintesi dell'istruttoria eseguita sui fatti oggetto della segnalazione, l'esito degli accertamenti svolti e gli eventuali piani d'azione individuati. Tutte le segnalazioni sono inviate al CEO e alla Presidente oltre che al Collegio Sindacale (che su questa specifica tematica opera come audit committee, equiparabile a un comitato endoconsigliare ai fini SOA).

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2022	2021	2020
Ore dedicate a formazione sui diritti umani ^(a)	(numero)	14.245	22.983	28.838
In classe		152	0	260
A distanza		14.093	22.983	28.578
Dipendenti che hanno ricevuto formazione sui diritti umani ^(b)	(%)	89	94	92
Forze di Sicurezza che hanno ricevuto formazione sui diritti umani ^(c)	(numero)	409	88	32
Personale di security (famiglia professionale) che ha ricevuto formazione sui diritti umani ^(d)	(%)	93	90	91
Contratti di security contenenti clausole sui diritti umani		97	98	97
Fascicoli di segnalazioni (asserzioni) ^(e) afferenti al rispetto dei diritti umani - chiusi nell'anno:	(numero)	45 (62)	30 (40)	25 (28)
Asserzioni fondate		12	2	11
Asserzioni parzialmente fondate		0	3	n.a.
Asserzioni non fondate con adozione di azioni di miglioramento		0	7	9
Asserzioni non fondate/ non accertabili ^(f) /not applicable ^(g)		50	28	8
Inerenti episodi di discriminazione ^(h)		3	-	-

(a) I dati riportati in tabella considerano le ore di formazione consuntivate dai dipendenti. I dati 2020-21 sono stati opportunamente riesposti a valle del cambio metodologia nel calcolo dell'indicatore.

(b) Tale percentuale è calcolata come rapporto tra il numero di dipendenti iscritti che hanno completato un corso di formazione sul numero totale dei dipendenti iscritti.

(c) Le variazioni nei numeri del personale delle forze di sicurezza formato sui diritti umani, in alcuni casi anche significative tra un anno e l'altro, sono legate alle diverse caratteristiche dei progetti formativi ed alle contingenze operative.

(d) Si tratta di un valore percentuale cumulato. Nelle Forze di Sicurezza è incluso sia il personale della vigilanza privata che opera contrattualmente per Eni, sia il personale delle Forze di Sicurezza pubbliche, siano esse militari o civili, che svolgono, anche indirettamente, attività e/o operazioni di security a tutela delle persone e degli asset di Eni.

(e) A partire dal 1° ottobre 2021 è stata definita una diversa classificazione degli esiti dei Fascicoli che passano da 4 ("Fondato", "Non Fondato con Azioni", "Non Fondato" e "Not Applicable") a 5 categorie ("Fondato", "Parzialmente Fondato", "Non Fondato", "Non Accertabile" e "Not Applicable").

(f) Asserzioni che non contengono elementi circostanziati, precisi e/o sufficientemente dettagliati e/o, per le quali sulla base degli strumenti di indagine a disposizione, non è possibile confermare o escludere la fondatezza dei fatti in esse segnalati.

(g) Asserzioni in cui i fatti segnalati coincidono con l'oggetto di pre-contenziosi, contenziosi e indagini in corso da parte di pubbliche autorità (ad esempio, autorità giudiziarie, ordinarie e speciali, organi amministrativi ed authority indipendenti investiti di funzioni di vigilanza e controllo). La valutazione è effettuata previo parere da parte della funzione affari legali o delle altre funzioni competenti.

(h) Gli asseriti episodi di discriminazione non hanno evidenziato elementi di fondatezza.

Fornitori



Eni ha sviluppato un modello di procurement che tiene conto in tutte le sue fasi, dalla selezione e qualifica dei fornitori, ai procedimenti di gara fino alla gestione contrattuale e feedback, delle caratteristiche ESG dei propri fornitori, con l'obiettivo di promuovere presso la supply chain la generazione di valore condiviso e duraturo. Eni realizza tale impegno promuovendo presso i fornitori i propri valori, coinvolgendoli in iniziative di sviluppo e includendoli nelle attività di prevenzione dei rischi. In particolare, nell'ambito del processo di Procurement Sostenibile, Eni: (i) sottopone, con cadenza periodica, tutti i fornitori a processi di qualifica e due diligence per verificarne l'affidabilità etica reputazionale, economico-finanziaria, tecnico-operativa e l'applicazione dei presidi in materia di salute, sicurezza, ambiente, governance, cyber security e tutela dei diritti umani, per minimizzare i rischi lungo la catena di fornitura; (ii) richiede a tutti i fornitori la sottoscrizione del Codice di Condotta Fornitori come impegno reciproco nel riconoscere e tutelare il valore di tutte le persone, impegnarsi a contrastare i cambiamenti climatici e i loro effetti, operare con integrità, tutelare le risorse aziendali, promuovendo l'adozione di tali principi presso le proprie persone e la propria catena di fornitura; (iii) considera nelle logiche di assegnazione dei contratti le caratteristiche ESG⁵³, rilevanti per l'oggetto contrattuale, monitorando periodicamente il rispetto degli impegni assunti dal fornitore, nelle varie fasi del processo di Procurement; (iv) qualora dalle verifiche emergano criticità, richiede l'implementazione di azioni di miglioramento o, qualora non risultino soddisfatti gli standard minimi di accettabilità ove previsti, limita o inibisce l'invito a gare dei fornitori. Per promuovere lo sviluppo sostenibile delle filiere, nel 2022 Eni ha rafforzato ulteriormente il proprio programma di Sustainable Supply Chain con iniziative finalizzate a coinvolgere i fornitori nel percorso di transizione energetica equa e sostenibile, valorizzando gli aspetti di tutela ambientale, sviluppo economico e crescita sociale. Il Programma di Sustainable Supply Chain ha riguardato in particolare: (i) **Coinvolgimento delle imprese nel percorso di sviluppo sostenibile.** Nel 2022 si è rafforzato il percorso sistemico attraverso la sempre più ampia diffusione della piattaforma powered by Eni, Open-es, uno strumento per coinvolgere e supportare tutte le imprese nel percorso di misurazione e crescita sulle dimensioni della sostenibilità. Grazie all'approccio aperto ed inclusivo dell'iniziativa e l'adesione di diversi attori (capo filiera, istituti finanziari, associazioni, ecc.) e settori della value-chain, Open-es conta più di 10.000 imprese, di cui circa 3.600 della filiera Eni e permette di creare e aggiornare il proprio profilo ESG, condividere le informazioni di sostenibilità con clienti ed altri stakeholder, accedere a benchmark di settore per confrontarsi con realtà simili e individuare le azioni prioritarie da implementare per migliorare il proprio posizionamento. Per il processo di Procurement Eni, la partecipazione all'iniziativa è

requisito essenziale per valutare e valorizzare l'impegno profuso da ciascun fornitore nel percorso di sviluppo sostenibile, con l'obiettivo di coinvolgere l'intera filiera. Ad ulteriore supporto del miglioramento delle performance ESG delle imprese, nel 2022 è stata effettuata un'analisi sui dati Open-es di 2.600 imprese italiane che ha consentito di individuare principali gap e aree di forza e di definire priorità ed azioni da intraprendere per essere un'impresa competitiva e sostenibile. Nell'ambito dell'iniziativa, le imprese possono anche partecipare a "Open-es Competenze ESG", una serie di eventi gratuiti per accrescere le conoscenze dei propri dipendenti sui temi ESG, un'opportunità per confrontarsi con esperti del settore su aspetti specifici (Neutralità carbonica, Sostenibilità Sociale e di Governance, Diversity & Inclusion, Responsabilità nella gestione dei Fornitori, Diritti Umani); (ii) **Formazione dei fornitori.** Oltre alle iniziative formative Open-es aperte a tutte le imprese, Eni ha organizzato workshop settoriali di confronto sulle tematiche ESG e webinar su tematiche digitali e di cyber security; (iii) **Supporto finanziario ai fornitori.** Nel 2022, nell'ambito dell'iniziativa "Basket Bond - Energia Sostenibile", lanciata nel 2021 per supportare dal punto di vista finanziario le filiere dell'energia nella transizione energetica e promuovere la realizzazione di modelli di business sostenibili, sono stati finanziati €23 Mln di minibond; (iv) **Criteri di sostenibilità e meccanismi premianti.** Per valorizzare l'impegno e favorire l'adozione di best practice da parte dei fornitori, in fase di acquisto, sono stati applicati criteri di sostenibilità e meccanismi premianti, nella valutazione delle offerte per circa €4,5 Mld di procurato.

Metriche e commenti alle performance

Nel corso del 2022, 6.622 fornitori⁵⁴ sono stati oggetto di verifica e valutazione con riferimento a tematiche di sostenibilità ambientale e sociale (tra cui salute, sicurezza, ambiente, diritti umani, anticorruzione, compliance). I fornitori interessati da potenziali criticità soggette ad azioni di miglioramento, in aumento rispetto al 2021, sono circa il 10% (pari a 659) di quelli analizzati. Le criticità sono prevalentemente riferite a carenze nel rispetto delle norme sulla salute e sicurezza e dei principi sanciti dal Codice di Condotta e dal Codice Etico. In analogia si registra un aumento dei fornitori con i quali sono stati interrotti i rapporti (pari a 54), per valutazione negativa in fase di qualifica oppure per provvedimento di sospensione o revoca della qualifica.

Infine, si segnala che nel corso del 2022, è stata rilevata un'influenza in termini di prezzo e criticità logistiche dovuta alle dinamiche macroeconomiche, senza però degli impatti sulla continuità degli approvvigionamenti.

(53) In procedimenti di gara sono stati introdotti dei requisiti premianti quali ad esempio l'efficiamento energetico, l'utilizzo di energia prodotta da fonti rinnovabili, certificazioni di sostenibilità, parco automezzi, utilizzo di materiale di riciclo, modalità di smaltimento, la parità di genere nei team, il mantenimento del livello occupazionale, etc.

(54) Include anche tutti i nuovi fornitori.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2022	2021	2020
Fornitori oggetto di assessment con riferimento ad aspetti nell'ambito della responsabilità sociale	(numero)	6.622	6.318	5.655
di cui: fornitori con criticità/aree di miglioramento		659	487	828
di cui: fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti		54 ^(a)	34	124
Nuovi fornitori valutati secondo criteri sociali	(%)	100	100	100

(a) Include 18 fornitori con cui Eni ha interrotto i rapporti per violazioni legate alla corruzione.



Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale

I 10 principi di UN Global Compact, tra cui il ripudio della corruzione, sono riflessi nel Codice Etico Eni, diffuso a tutti i dipendenti in fase di assunzione, e nel Modello 231 di Eni SpA. A partire dal 2009, Eni ha progettato e sviluppato il **Compliance Program Anti-Corruzione**, nel rispetto delle vigenti disposizioni applicabili, delle convenzioni internazionali e tenendo conto di guidance e best practice, oltre che delle policy adottate da primarie organizzazioni internazionali. Si tratta di un sistema organico di regole e controlli e presidi organizzativi volti alla prevenzione dei reati di corruzione e strumentali anche alla prevenzione del fenomeno del riciclaggio nel contesto delle attività non finanziarie di Eni SpA e delle sue società controllate. A livello normativo il Compliance Program Anti-Corruzione è rappresentato dalla MSG Anti-Corruzione⁵⁵ e da strumenti normativi di dettaglio che costituiscono il quadro di riferimento nell'individuazione delle attività a rischio e degli strumenti di controllo che Eni mette a disposizione delle sue persone per prevenire e contrastare il rischio di corruzione e di riciclaggio. Le società controllate, in Italia e all'estero, devono adottare, con delibera del proprio CdA⁵⁶, gli strumenti normativi anti-corruzione emessi da Eni mentre le società in cui è detenuta una partecipazione non di controllo sono incoraggiate a rispettare gli standard definiti nella normativa interna sul tema, adottando e mantenendo un sistema di controllo interno in coerenza con i requisiti di legge. Il Compliance Program Anti-Corruzione di Eni si è evoluto negli anni in un'ottica di miglioramento continuo, tanto che nel gennaio 2017 Eni SpA è stata la prima società italiana ad aver ricevuto la Certificazione ISO 37001:2016 "Anti-bribery Management Systems". Per il mantenimento di detta certificazione, nel 2022 Eni si è sottoposta all'audit di ricertificazione conclusosi con esito positivo. In aggiunta, per garantire l'effettività del Compliance Program Anti-Corruzione, Eni supporta le sue società controllate in Italia e all'estero, fornendo assistenza specialistica nell'attività relativa alla valutazione di affidabilità delle potenziali controparti a rischio (cd. "due diligence"), alla gestione delle eventuali criticità/red flag emerse e all'elabora-

zione dei relativi presidi contrattuali. In particolare, vengono proposte, nell'ambito dei contratti con le controparti, specifiche clausole di Business Integrity (Condotta etica, responsabilità amministrativa di impresa, anti-corruzione e anti-riciclaggio) che prevedono anche l'impegno a prendere visione e rispettare i principi contenuti nel Codice Etico, nel Modello 231 e nella MSG Anti-Corruzione di Eni.

Nel processo di **qualifica dei potenziali fornitori** (si veda sezione Fornitori) viene valutato il profilo etico-reputazionale nonché, per i casi a maggior rischio corruzione, l'adozione da parte degli stessi di un Compliance Program Anti-Corruzione. È prevista in ogni caso la definizione nei relativi contratti di clausole di Business Integrity che includono rimedi contrattuali in caso di violazione degli obblighi di compliance anti-corruzione e, nei casi a maggior rischio, diritti di audit da parte di Eni. Inoltre, anche il subcontractor è sottoposto a controlli preventivi per verificarne l'affidabilità sotto il profilo etico-reputazionale e deve operare esclusivamente sulla base di un contratto scritto, che contenga impegni relativi alla compliance equivalenti a quelli previsti per il fornitore principale.

Eni ha, inoltre, definito e attuato uno strutturato processo di **Compliance risk assessment e monitoring** volto rispettivamente a: (i) identificare, valutare e tracciare i rischi di corruzione nell'ambito delle proprie attività di business e ad orientare la definizione e l'aggiornamento dei presidi di controllo previsti negli strumenti normativi Anti-Corruzione; (ii) analizzare periodicamente l'andamento dei rischi di corruzione identificati, attraverso lo svolgimento di specifici controlli e l'analisi di indicatori di rischio volti ad assicurare l'aderenza ai requisiti normativi e l'efficacia dei modelli posti a loro presidio. Tra le attività a rischio individuate da Eni attraverso il Compliance risk assessment, in ragione del proprio contesto operativo e organizzativo di riferimento, rientrano a titolo esemplificativo: (i) contratti con Terze Parti a Rischio corruzione e riciclaggio (quali, a titolo esemplificativo, business associate, partner di joint venture, broker, controparti nelle operazioni di gestione di beni immobili, operatori della rete commerciale, fornitori, acquirenti/cessionari di crediti ecc.);

(55) L'ultima versione della MSG Anti-Corruzione (che aggiorna e sostituisce la precedente versione del 2014) è stata (i) illustrata e sottoposta a parere preventivo del Comitato Controllo e Rischi di Eni SpA e per informativa al Collegio Sindacale e all'Organismo di Vigilanza di Eni SpA; (ii) approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA in data 24 giugno 2021. La MSG Anti-Corruzione è stata pubblicata in data 19 luglio 2021 ed è disponibile sul sito www.eni.com.

(56) In alternativa, con delibera dell'organo equivalente a seconda della governance della società controllata.

(ii) operazioni di compravendita di partecipazioni societarie, aziende e rami d'azienda, diritti e titoli minerari ecc. e contratti di joint venture; (iii) iniziative non profit, progetti sociali e sponsorizzazioni; (iv) vendita di beni e servizi (quali a titolo esemplificativo, contratti con clienti del processo commerciale), operazioni di trading e/o shipping; (v) selezione, assunzione e gestione delle risorse umane; (vi) omaggi e ospitalità; (vii) rapporti con Soggetti Rilevanti. Annualmente vengono pianificate attività di Compliance risk assessment e interventi di Compliance Monitoring anti-corruzione secondo un approccio risk-based. Nel 2022 i primi hanno riguardato l'ambito Anti-Corruzione nel suo complesso e l'attività a rischio "Vendita di beni e servizi" e i secondi si sono focalizzati sulle attività a rischio "Joint Venture", "Terze Parti" e "Omaggi e Ospitalità". Gli esiti di entrambe le attività hanno confermato il livello di rischio atteso, l'adeguatezza delle misure di mitigazione poste in essere e l'efficacia del modello di compliance adottato.

Eni realizza altresì un **programma di formazione anti-corruzione** rivolto a tutti i propri dipendenti (inclusi i dipendenti in part-time), sia attraverso e-learning sia con eventi in aula articolati in workshop generali e job specific training, ottimizzando l'individuazione dei destinatari attraverso una metodologia di segmentazione sistematica in funzione del rischio corruzione associato ad alcuni driver come ad esempio Paese, qualifica e famiglia professionale. Nel 2022, è stato erogato il nuovo corso online "Codice Etico, Anti-Corruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa" rivolto a tutta Eni, in Italia e all'estero ed è stato aggiornato l'e-learning sul Compliance Program Anti-Corruzione per il personale a medio e alto rischio da erogare nel 2023.

Inoltre, sono stati svolti interventi in aula anche attraverso la discussione di casi pratici, nell'ambito del percorso formativo dedicato ai Managing Director delle società controllate e partecipate da Eni in Italia e all'estero focalizzandosi sui temi di compliance e di mitigazione del rischio. Per le proprie terze parti, Eni (i) ha tenuto un webinar rivolto ad alcuni fornitori ad alto rischio; (ii) ha formato i dipendenti della joint venture societaria Isatay Operating Company LLP in Kazakhstan. Le attività rilevanti nell'ambito del Compliance Program Anti-Corruzione e la pianificazione di tali attività per i periodi successivi sono oggetto di una relazione annuale che costituisce parte integrante della Relazione di Compliance Integrata verso il management e gli organi di controllo di Eni SpA. Nel corso del 2022 sono state portate all'attenzione del Consiglio: (i) la revisione della MSG "Antitrust" per recepire le modifiche intervenute al processo di Compliance Integrata e garantire un ancor maggiore allineamento alle linee guida emanate dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato e (ii) l'approvazione della MSG "Modelli di Compliance in materia di Responsabilità Amministrativa di Impresa per

le Società Controllate italiane di Eni", in un'ottica di riassetto del sistema normativo aziendale in materia di responsabilità amministrativa di impresa per le controllate. In aggiunta vengono svolte attività di informazione e aggiornamento periodico rivolte ai dipendenti Eni attraverso l'elaborazione di brevi pillole informative di compliance, ivi compresi eventuali temi anti-corruzione. L'esperienza di Eni matura anche attraverso la partecipazione a convegni eventi e gruppi di lavoro internazionali quali il Partnering Against Corruption Initiative (PACI) del World Economic Forum, l'O&G ABC Compliance Attorney Group (gruppo di discussione sulle tematiche anticorruzione nel settore dell'Oil & Gas) e nel 2021 e 2022 la Task Force Integrity & Compliance rispettivamente del B20 Italia e del B20 Indonesia. Nell'ambito del piano di audit approvato annualmente dal CdA, Eni svolge specifiche verifiche sul rispetto delle previsioni del Compliance Program attraverso interventi dedicati e analisi su processi e società, individuati sulla base della rischiosità del Paese in cui operano e della relativa materialità, nonché su terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto contrattualmente. Eni, inoltre, sin dal 2006, si è dotata di una normativa interna, aggiornata nel corso del tempo e da ultimo nel 2020, allineata alle best practice nazionali e internazionali nonché alla normativa italiana in materia (L.179/2017), che disciplina il processo di ricezione, analisi e trattamento delle segnalazioni (cd. di whistleblowing) ricevute, anche in forma confidenziale o anonima, da Eni e dalle società controllate in Italia e all'estero. Tale normativa consente a dipendenti e soggetti terzi, di segnalare fatti afferenti al Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi ed aventi ad oggetto comportamenti in violazione del Codice Etico, di leggi, regolamenti, provvedimenti delle Autorità, normative interne, Modello 231 o Modelli di Compliance per le controllate estere, idonei ad arrecare danno o pregiudizio, anche solo d'immagine, ad Eni. Al riguardo sono stati istituiti canali informativi dedicati e facilmente accessibili, disponibili sul sito eni.com.

La **strategia fiscale** di Eni, approvata dal CdA e disponibile sul sito internet della società⁵⁷, si fonda sui principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede previsti dal proprio Codice Etico e dalle "Linee Guida OCSE per le Imprese Multinazionali"⁵⁸ ed ha come primo obiettivo l'assolvimento puntuale e corretto delle obbligazioni di imposta nei diversi Paesi di attività nella consapevolezza di contribuire in modo significativo al gettito fiscale degli Stati, sostenendo lo sviluppo economico e sociale locale. Eni ha disegnato e implementato un Tax Control Framework di cui è responsabile il CFO di Eni, strutturato in un processo aziendale a tre fasi: (i) valutazione del rischio fiscale (Risk Assessment); (ii) individuazione e istituzione dei controlli a presidio dei rischi; (iii) verifica di efficacia dei controlli e relativi flussi informativi (Reporting). Nell'ambito delle attività di gestione del rischio fiscale e di contenzioso, Eni adotta la preventiva interlocuzione con le Au-

(57) Si veda: https://www.eni.com/assets/documents/Tax-strategy_ITA.pdf.

(58) Si veda: <https://www.oecd.org/daf/inv/mne/MNEguidelinesITALIANO.pdf>.

torità fiscali e il mantenimento di rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo ed alla collaborazione partecipando, laddove opportuno, a progetti di cooperazione rafforzata (Co-operative Compliance). A testimonianza dell'impegno verso una migliore governance e trasparenza del settore estrattivo, fondamentale per favorire un uso responsabile delle risorse e prevenire fenomeni corruttivi, Eni aderisce all'Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) dal 2005. In tale contesto, Eni partecipa attivamente sia a livello locale, attraverso i Multi Stakeholder Group nei Paesi aderenti, che nell'ambito delle iniziative del Board a livello internazionale. In conformità alla legge italiana n. 208/2015, Eni redige il "Country-by-Country Report" previsto dalla Action 13 del progetto "Base erosion and profit shifting – BEPS", promosso dall'OCSE con la sponsorship del G-20, il cui obiettivo è fare dichiarare i profitti delle aziende multinazionali nelle giurisdizioni dove le attività economiche che li generano sono svolte, in misura proporzionale al valore generato. Nell'ottica di favorire la trasparenza fiscale a beneficio di tutti gli stakeholder interessati, tale report è oggetto di pubblicazione volontaria da parte di Eni, pur non essendoci obblighi normativi al riguardo⁵⁹. La pubblicazione di questo report è stata riconosciuta come best practice dalla stessa EITI⁶⁰. Sempre in linea con il supporto ad EITI, Eni ha pubblicato una posizione sulla trasparenza contrattuale in cui incoraggia i Governi a conformarsi al nuovo standard sulla pubblicazione dei contratti ed esprime il proprio sostegno ai meccanismi e alle iniziative che saranno avviate dai Paesi per promuovere la trasparenza in questo ambito. Infine, anticipando di due anni gli obblighi di rendicontazione in materia di trasparenza dei pagamenti agli stati nell'esercizio dell'attività estrattiva introdotti dalla Direttiva Europea 2013/34 UE (Accounting Directive), Eni aveva iniziato nel 2015 a fornire disclosure su base volontaria di una serie di dati di sintesi dei flussi finanziari pagati agli Stati nei quali conduce attività di ricerca e produzione d'idrocarburi.

Metriche e commenti alle performance

Nel corso del 2022 sono stati svolti 25 interventi di audit, in 10 Paesi, nell'ambito dei quali sono state eseguite verifiche anticorruzione applicabili sul rispetto delle previsioni del Compliance Program Anti-Corruzione e 19 interventi di vigilanza sui Modelli 231/di Compliance delle società controllate italiane/estere. Come nel 2021, anche quest'anno i casi di corru-

zione accertati⁶¹ relativi ad Eni SpA sono pari a 0 e, conseguentemente, non vi sono stati licenziamenti legati a questa casistica. Per i procedimenti in corso e per il totale dei casi significativi di non conformità a leggi e regolamenti si veda la sezione "Contenziosi" a pagina XX. In particolare, nel 2022, in materia di comportamento anticoncorrenziale e violazioni delle normative antitrust e relative alle pratiche monopolistiche, non è stata rilevato alcun caso in cui Eni SpA sia stata identificata come partecipante⁶². Nel corso dell'anno 2022, la formazione anti-corruzione in modalità e-learning è stata erogata attraverso il nuovo corso "Codice Etico, anti-corruzione e Responsabilità Amministrativa d'Impresa", rivolto a tutta la popolazione Eni, in Italia e all'estero (formati circa 28.000 dipendenti). Circa il 93% della popolazione Eni ha fruito di almeno un corso anti-corruzione nel corso dell'anno. Inoltre, nel 2022 è proseguita la formazione sui temi anti-corruzione attraverso general workshop e job specific training secondo la metodologia risk-based iniziata nel 2019. Nell'ambito dell'impegno con EITI, Eni segue le attività svolte a livello internazionale e nei Paesi aderenti contribuisce alla preparazione dei Report; inoltre, in qualità di membro, partecipa alle attività dei Multi Stakeholder Group in Congo, Ghana, Timor Leste e Regno Unito. In Indonesia, Kazakhstan, Messico, Mozambico e Nigeria, le società controllate di Eni partecipano ai Multistakeholder Group locali di EITI mediante le associazioni di categoria presenti nei Paesi.

Nel 2022, Eni ha generato un **valore economico** pari a €134 miliardi di cui sono stati distribuiti €120 miliardi, in particolare: 85% sono costi operativi, 7% pagamenti alla Pubblica Amministrazione, 5% pagamenti ai fornitori di capitale e 3% salari e stipendi per i dipendenti. Nel 2022, il Gruppo Eni ha ricevuto circa €370 milioni di assistenza finanziaria dalla Pubblica Amministrazione. Tale ammontare include circa €200 milioni di crediti di imposta riconosciuti in Italia alle imprese energivore e gasivore istituiti dai Decreti-Legge n. 4 del 27 gennaio 2022, n.17 del 1° marzo 2022, n.21 del 21 marzo 2022 e successive modificazioni, per far fronte ai maggiori oneri sostenuti per l'acquisto del gas naturale ed energia elettrica.

Nel corso dell'anno, si sono registrati investimenti al netto delle svalutazioni pari a €6.916 milioni, l'ammontare relativo allo share buy-back e al pagamento dei dividendi è pari a €5.469 milioni. Nel corso dell'anno sono state pagate imposte per €8.488 milioni.

(59) Per maggiori dettagli si veda l'ultimo Country by Country Report: <https://www.eni.com/assets/documents/ita/bilanci-rapporti/2021/Country-by-Country-2021-ITA.pdf>.

(60) EITI ha individuato Eni e Shell come aziende pioniere tra le major Oil & Gas nella reportistica country by country (per maggiori informazioni si veda: <https://eiti.org/news/extractives-companies-champion-tax-transparency>).

(61) Sentenze di condanna passate in giudicato relative a procedimenti penali per corruzione domestica e/o internazionale in cui vi sia stato l'accertamento nel merito di un fatto di corruzione.

(62) L'informazione sopra riportata si riferisce ad eventuali violazioni degli artt. 2 o 3 della legge n. 287/1990, degli artt. 101 o 102 TFUE, o di analoghe disposizioni normative di altri Paesi in materia di tutela della concorrenza. Non rientrano quindi nel perimetro dei comportamenti anticoncorrenziali e delle violazioni delle normative antitrust e relative alle pratiche monopolistiche eventuali condotte in violazione degli artt. 20-26 del d.lgs. n. 206/2005 (Codice del consumo) o di analoghe disposizioni normative di altri Paesi in materia di tutela del consumatore.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2022	2021	2020
		Totale	Totale	Totale
Interventi di audit con verifiche anti-corruzione	(numero)	25	20	31
Workshop generale		1.123	1.284	904
Job specific training		492	702	568
Paesi in cui Eni supporta il Multistakeholder Group locali di EITI		9	9	9

VALORE ECONOMICO

		2022	2021	2020
		Totale	Totale	Totale
Valore economico generato	(milioni di euro)	133.985	78.092	45.638
Valore economico distribuito ^(a)		120.204	66.138	41.437
di cui: costi operativi		102.282	55.549	33.551
di cui: salari e stipendi per i dipendenti		3.015	2.888	2.863
di cui: pagamenti ai fornitori di capitale		6.419	3.975	2.974
di cui: pagamenti alla Pubblica Amministrazione		8.488	3.726	2.049
Valore economico trattenuto		13.781	11.954	4.201

(a) Per la voce Valore economico distribuito relativo al Community Investment si rimanda alla sezione Principali indicatori di performance del capitolo Alleanze per lo sviluppo a pag. xx.

ALLEANZE PER LO SVILUPPO



Le Alleanze per lo sviluppo sostenibile in coerenza con l'Agenda 2030 contribuiscono alla creazione di valore di lungo termine per tutti gli stakeholder e rappresentano l'impegno di Eni per una transizione energetica equa volta a raggiungere uno sviluppo umano globale, che richiede un cambiamento culturale, oltre che sociale, economico e tecnologico. Tale approccio si inserisce nella strategia aziendale di decarbonizzazione e abbraccia tematiche chiave come: la "Just Transition", che sempre di più considera l'impatto della trasformazione energetica sulle persone, a partire dai lavoratori diretti e indiretti, includendo anche le comunità e i consumatori; la promozione e il rispetto dei diritti umani, attraverso un modello di gestione responsabile nei principali processi aziendali oramai consolidato; le strategie per contrastare gli effetti causati dal cambiamento climatico, migliorando la capacità di adattamento e resilienza; la crescita demografica e i flussi migratori, anch'essi in parte conseguenza dei cambiamenti climatici. L'approccio è integrato lungo tutto il ciclo di business attraverso l'analisi della situazione dei diritti umani e del contesto socio-economico, l'analisi d'impatto e delle misure di compensazione, la valutazione del local content, la promozione dello sviluppo locale e dell'engagement con gli stakeholder. In particolare, i programmi di sviluppo locale promuovono un ampio portafoglio di iniziative a favore delle comunità, in linea con i piani di sviluppo nazionali e gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG), anche a sostegno della creazione di opportunità di lavoro e del trasferimento di know-how e di competenze ai nostri partner locali. Elemento essenziale per il raggiungimento degli obiettivi comuni sono le alleanze per lo sviluppo sostenibile con tutti gli attori in gioco – dai privati, al pubblico, alle organizzazioni internazionali, alle associazioni della società civile, agli istituti di ricerca – che consentono di mettere a fattore comune risorse e capitale umano per promuovere una crescita inclusiva. A partire dall'analisi del contesto socio-economico locale, realizzata sulla base del global Multidimensional Poverty Index (MPI) sviluppato da UNDP e Oxford University, che accompagna le varie fasi progettuali di business al fine di assicurare una maggiore efficienza e sistematicità nell'approccio decisionale, dal momento dell'acquisizione delle licenze fino al decommissioning, Eni adotta strumenti e metodologie coerenti con i principali standard internazionali per rispondere alle esigenze delle popolazioni locali. Questi strumenti permettono da un lato di promuovere lo sviluppo locale e dall'altro di ridurre eventuali im-

patti economici negativi (diretti e indiretti) delle nuove attività di sviluppo del business. A questo scopo, Eni, al di là dei requisiti obbligatori previsti nei Paesi di presenza per l'autorizzazione ambientale, produce sempre un Environmental, Social and Health Impact Assessment (ESHIA) che garantisce l'aderenza delle attività ai più alti standard internazionali e prevede azioni volte a evitare o minimizzare ad un livello ritenuto accettabile gli impatti socio-economici delle attività. Gli studi di impatto sono condivisi con le comunità locali⁶³ e, inoltre, grazie ad una mappatura degli stakeholder locali interessati alle attività, Eni proattivamente informa organizzazioni della società civile e di tutela degli interessi delle minoranze in merito alla possibilità di contribuire alle valutazioni di impatto. Inoltre, attraverso strumenti come l'Eni Local Content Evaluation (ELCE) e Eni Impact Tool⁶⁴ è possibile valorizzare i benefici diretti, indiretti e indotti generati da Eni nel contesto di operatività del business e attraverso il modello di cooperazione. Inoltre, vengono svolte delle analisi atte a misurare la percentuale di spesa verso fornitori locali presso alcune rilevanti controllate estere, che nel 2022, è risultata pari a circa il 50% dello speso totale. A queste attività si aggiunge la definizione di specifici Programmi per lo Sviluppo Locale (Local Development Programme – LDP) in linea con l'Agenda 2030 delle Nazioni Unite, i Piani Nazionali di Sviluppo, i Principi Guida delle Nazioni Unite su Imprese e Diritti Umani (UNGP) e gli impegni previsti dall'Accordo di Parigi (Nationally Determined Contributions - NDC), che prevedono cinque linee di azione: (i) progetti di sviluppo locale: contributo allo sviluppo socio-economico delle comunità locali, in coerenza con le legislazioni e i piani di sviluppo nazionali, anche in base alla conoscenza acquisita. Queste iniziative sono volte al miglioramento dell'accesso all'energia off-grid e al clean cooking, alla diversificazione economica (es. progetti agricoli, micro-credito, interventi infrastrutturali) e tutela del territorio, all'educazione e alla formazione professionale, all'accesso all'acqua ed ai servizi igienici, ad una corretta nutrizione e al supporto dei servizi e dei sistemi sanitari, oltre al miglioramento dello stato di salute dei gruppi vulnerabili. I relativi progetti sono elaborati utilizzando il Logical Framework Approach (LFA) e sono monitorati tramite lo strumento gestionale Monitoring, Evaluation and Learning (MEL); (ii) Local Content: generazione di valore aggiunto attraverso il trasferimento di skill e know-how, l'attivazione di manodopera lungo la catena di fornitura locale e l'implementazione di progetti di sviluppo; (iii) Land management: gestione

(63) Salvo se espressamente vietato dalla normativa locale stessa.

(64) Il Modello ELCE (Eni Local Content Evaluation) è un modello sviluppato da Eni e validato dal Politecnico di Milano per la valutazione degli effetti diretti, indiretti e indotti generati dalle attività di Eni a livello locale nei contesti in cui opera. Eni Impact Tool è una metodologia sviluppata da Eni e validata dal Politecnico di Milano che permette di valutare gli impatti sociali, economici e ambientali delle proprie attività sul territorio, di quantificare i benefici generati e indirizzare le scelte future di investimento.

ottimale del territorio a partire dalla valutazione degli impatti derivanti dall'acquisizione di terreni su cui insistono le attività di Eni per definire eventuali alternative, valutate con l'obiettivo di perseguire il benessere delle comunità locali, e misure di mitigazione degli impatti; (iv) Stakeholder engagement: la capacità della Società di relazionarsi con gli stakeholder e di rafforzare la reciproca comprensione e fiducia è elemento fondamentale per la definizione e conduzione delle attività di dialogo e coinvolgimento degli stakeholder, oltre che delle migliori azioni da mettere in campo per conseguire uno sviluppo sostenibile in sinergia con le comunità locali; (v) Human Rights: valutazione degli impatti potenziali o effettivi sui diritti umani riconducibili – direttamente o indirettamente – alle attività di Eni tramite HRIA o HRRR (si veda sezione Diritti Umani a pag. XX), definizione delle relative misure di prevenzione o mitigazione, in linea con i Principi Guida delle Nazioni Unite (UNGP) e promozione dei diritti umani mediante i Progetti di Sviluppo Locale. La definizione di Local Development Programme implica l'impegno di Eni in prima linea sul campo e al fianco degli altri attori locali per contribuire allo sviluppo sostenibile dei Paesi.

In questa direzione si muovono le partnership sviluppate da Eni con Organizzazioni Internazionali e – più in generale – della cooperazione allo sviluppo. Ne sono esempi gli accordi firmati nel 2022 con alcuni importanti attori nazionali ed internazionali quali United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization (UNESCO) in Messico per ridurre il rischio idrogeologico nella regione del Tabasco e per la protezione del patrimonio culturale; United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) per avviare il Centro di Ricerca sulle Energie Rinnovabili di Oyo in Congo e per valutare potenziali iniziative sull'idrogeno; Agenzia Italiana per la Cooperazione allo Sviluppo (AICS), in Egitto e in Kenya, per promuovere lo sviluppo delle comunità locali; e la Stakeholder Alliance for Corporate Accountability (SACA) in Nigeria per promuovere iniziative per il rispetto dei Diritti Umani.

Per quanto riguarda le iniziative legate alla tematica salute sono stati firmati accordi con diversi Ministeri della Salute e Autorità sanitarie locali, come ad esempio in Mozambico ed Egitto. È stato firmato un accordo di cooperazione con l'IRCCS Centro Coardiologico Monzino per supportare Azule Energy Angola nell'implementazione del progetto di capacity building cardiologico ed è stato portato a termine il progetto a tutela della salute dei rifugiati interni in collaborazione con Medici con l'Africa CUAMM.

Tra le collaborazioni con il settore privato avviate nel 2022, vi è quella con CNH Industrial e IVECO Group per la diversificazione economica, l'educazione e la formazione professionale a partire dal territorio della Basilicata. Eni ha definito tramite "procedura interna" i principi di indirizzo per la progettazione e attuazione dei "Grievance Mechanism" a livello operativo in capo alle società controllate che hanno la responsabilità di sviluppare tale processo, analizzare e concordare la soluzione

con i ricorrenti, che siano individui o comunità. Infatti, la conoscenza del contesto anche culturale permette di avere dei processi con adeguati canali di accesso coerenti con il contesto e di applicare le più pertinenti modalità di dialogo e gestione dell'eventuale conflitto. In particolare, nella progettazione del meccanismo, le società controllate possono condurre specifiche consultazioni delle comunità locali, soprattutto verso le popolazioni indigene e nei casi in cui il contesto e/o pregressi progetti facciano presumere un elevato numero di grievance, oppure nel caso i propri progetti o attività prevedano rilocalizzazione economica o fisica delle comunità. Tutti i grievance ricevuti, analizzati e gestiti dalle società controllate sono tracciati nell'applicativo aziendale "Stakeholder Management System" (SMS), strumento gestionale per "mappare" la relazione con gli stakeholder e monitorare lo stato di avanzamento dei progetti e i risultati conseguiti, che consente di monitorarli sia a livello di società controllata che centrale, dalla ricezione fino alla risoluzione, e permette di classificarli per tema e rilevanza, e verificare la percentuale di quelli risolti sul totale ricevuti in un dato periodo. Altri ambiti di indagine riguardano la tempestività della gestione, l'analisi del trend dei temi associati, per comprendere se vengono reiterati, e la loro eventuale evoluzione verso un contenzioso. Le società possono anche richiedere ai ricorrenti coinvolti un feedback sul livello di soddisfazione in relazione al funzionamento del processo, chiedendogli di segnalare eventuali aree di miglioramento. Eni richiede inoltre ai propri fornitori, contrattisti e sub-contrattisti di rendere disponibile un proprio Grievance Mechanism a lavoratori e comunità con cui interagiscono a nome di Eni.

Metriche e commenti alle performance

Nel 2022, gli investimenti per lo sviluppo locale ammontano a circa €76,4⁶⁵ milioni (quota Eni), di cui circa il 93% nell'ambito delle attività Upstream. In Africa sono stati spesi un totale di €39,1 milioni, di cui €32,9 milioni nell'area Sub-sahariana principalmente nell'ambito dello sviluppo e manutenzione di infrastrutture in particolare edifici scolastici. In Asia sono stati spesi ca. €26,0 milioni, principalmente investiti nell'ambito della diversificazione economica, in particolare per lo sviluppo e la manutenzione di infrastrutture. In Italia sono stati spesi €6,5 milioni. Complessivamente in attività di sviluppo infrastrutturale, sono stati investiti circa €31,3 milioni, di cui €17,2 milioni in Asia e €13,4 milioni in Africa, €0,7 milioni in America Centro-Meridionale. Tra i principali progetti realizzati nel 2022 si segnalano iniziative per favorire: (i) l'accesso al clean cooking in Costa D'Avorio, Mozambico, Ghana e **Angola**, anche attraverso campagne di sensibilizzazione e distribuzione di sistemi di cottura migliorati; in Kazakhstan è stata completata l'attività di riqualificazione con efficientamento energetico di una scuola nella regione del Turkestan, realizzata in partena-

(65) Il dato include le spese per attività di resettlement che nel 2022 sono pari a €1,2 mln, di cui: €1,06 mln in Mozambico, €0,07 mln in Ghana e €0,07 mln in Kazakhstan.

riato con UNDP (United Nations Development Programme); (ii) la diversificazione economica sia nel settore agricolo in Congo, Egitto, Nigeria e **Angola** sia per supportare l'imprenditoria locale e giovanile in Ghana, Egitto e Mozambico; in Messico sono state svolte attività di training e formazione a supporto dei programmi scolastici ed iniziative volte al miglioramento delle condizioni socio-economiche delle comunità con programmi di sviluppo dell'attività ittica ed è avvenuto il lancio di attività di diversificazione economica volte alla creazione di un ambiente favorevole allo sviluppo e all'integrazione dei giovani; (iii) l'accesso all'educazione con attività di training e formazione a supporto dei programmi scolastici in Costa D'Avorio, Egitto, Mozambico, Ghana, Iraq, Messico e **Angola**; attività di ristrutturazione di edifici scolastici in Ghana, Iraq e Messico; (iv) l'accesso all'acqua attraverso l'avvio dell'impianto di fornitura di acqua potabile di Al-Burdjazia nell'area di Zubair e prosegue la costruzione del nuovo impianto di potabilizzazione Al-Buradeiah a Bassora; le attività ed iniziative sui temi di accesso all'acqua ed energia rinnovabile a supporto dello sviluppo locale nelle aree operative di Samboja, Kutai Kartanegara e Kalimantan orientale in Indonesia; nel nord-est della Nigeria è stata svolta la manutenzione dei pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici e sono stati completati 11 impianti idrici negli Stati di Borno e Yobe; la manutenzione dei punti d'acqua preesistenti e attività di sensibilizzazione circa l'utilizzo dell'acqua pulita e potabile in Angola; in Mozambico l'avvio di un programma multisettoriale volto a migliorare la qualità della vita delle comunità residenti nel Distretto di Mecufi anche

tramite l'accesso a servizi di base quali l'acqua potabile. Nell'ambito dei progetti di sviluppo sanitario, nel 2022, Eni ha realizzato iniziative in 17 Paesi per un totale di spesa di €10,3 milioni, per il miglioramento dello stato di salute delle popolazioni attraverso il rafforzamento delle competenze del personale sanitario, come ad esempio in Angola e Libia, la costruzione e la riabilitazione di strutture sanitarie e il loro equipaggiamento, come ad esempio, in Messico, in Iraq e Tunisia, l'informazione, l'educazione e la sensibilizzazione su temi sanitari delle popolazioni coinvolte, come ad esempio in Egitto, Ghana, Kazakhstan e Messico. Inoltre, in continuità con il supporto alle istituzioni e strutture sanitarie per l'emergenza COVID-19, nel 2022 Eni ha portato avanti interventi di riqualificazione del sistema sanitario in Italia, con l'obiettivo di contribuire alla resilienza delle strutture locali, come l'Ospedale Vittorio Emanuele di Gela, il presidio Ospedaliero S. Elia di Caltanissetta, l'Ospedale Luigi Sacco di Milano, e l'Ospedale S. Matteo di Pavia, nel fronteggiare la presente ed eventuali future pandemie. Nel 2022, Eni, con l'obiettivo di valutare i potenziali impatti dei progetti sulla salute delle comunità coinvolte, ha concluso 11 studi di Health Impact Assessment (HIA), di cui 2 studi preliminari integrati di Environmental, Social and Health Impact Assessment (pre-ESHIA) e 7 studi integrati ESHIA. Infine, nel corso del 2022 sono stati ricevuti 141 grievance⁶⁶, di cui 61 (pari al 43%) sono stati già risolti. I reclami hanno riguardato principalmente: gestione delle relazioni con le comunità (categoria più ricorrente), gestione degli aspetti ambientali, land management, sviluppo dell'occupazione, diversificazione economica.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2022		2021	2020
		Totale	di cui società consolidate integralmente	Totale	Totale
Investimenti per lo sviluppo locale	(milioni di euro)	76,4	74,3	105,3	96,1
di cui: infrastrutture		31,3	31,1	39,8	41,8

(66) Reclamo o lamentela sollevato da un individuo – o da un gruppo di individui – relativo a incidenti o danni o altri impatti ambientali o sociali, reali o percepiti, avvenuti, in corso o potenziali e determinati dalle attività della società o da un suo contrattista o fornitore. Un grievance viene definito come "risolto" quando le parti hanno concordato una proposta di risoluzione.

TASSONOMIA EUROPEA

Premessa

Il Regolamento 852 del giugno 2020 del Parlamento Europeo e del Consiglio "Taxonomy Regulation" istituisce un sistema di classificazione unitario (tassonomia) delle attività economiche sostenibili al fine di individuare il grado di ecosostenibilità degli investimenti produttivi. In base al regolamento della tassonomia un'attività economica è considerata sostenibile se:

- i) contribuisce in modo sostanziale a uno o più dei sei obiettivi ambientali dell'UE (di cui all'art. 9 del regolamento);
- ii) rispetta il principio del "do no significant harm" (DNSH), cioè di non ledere alcuno degli altri obiettivi;
- iii) presenta requisiti minimi di salvaguardia che sono procedure adottate dalle imprese per garantire nello svolgimento dell'attività il rispetto delle linee guida OCSE per le imprese multinazionali e dei Principi guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani, inclusi i principi e i diritti stabiliti dalle otto convenzioni fondamentali individuate nella dichiarazione dell'ILO sui principi e i diritti fondamentali nel lavoro e dalla Carta internazionale dei diritti dell'uomo;
- iv) sia conforme ai criteri di vaglio tecnico "Technical Screening Criteria – TSC" stabiliti dalla Commissione, che definiscono le condizioni di performance affinché contribuisca in modo sostanziale a uno dei sei obiettivi ambientali e rispetti il principio DNSH.

Gli obiettivi ambientali previsti dalla Tassonomia sono:

- a) la mitigazione dei cambiamenti climatici;
- b) l'adattamento ai cambiamenti climatici;
- c) l'uso sostenibile e la protezione delle acque e delle risorse marine;
- d) la transizione verso un'economia circolare;
- e) la prevenzione e la riduzione dell'inquinamento;
- f) la protezione e il ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

IDENTIFICAZIONE DELLE ATTIVITÀ AMMISSIBILI E ALLINEATE DI ENI

In relazione a ciascuno degli obiettivi ambientali della Tassonomia, la Commissione in forza della delega conferita dal Regolamento emana un allegato tecnico (Annex) che identifica le attività economiche in grado potenzialmente di contribuire a ciascun obiettivo, le attività ammissibili, e i criteri di vaglio tecnico "TSC", che stabiliscono le condizioni di performance che devono essere valutate per ciascuna attività ai fini della verifica del principio del contributo sostanziale all'obiettivo e del rispetto del principio di DNSH nei confronti degli altri obiettivi affinché la singola attività possa essere classificata "allineata" alla Tassonomia. A oggi, la Commissione ha emanato gli Annex I e II relativi agli obiettivi ambientali: mitigazione dei

cambiamenti climatici e adattamento ai cambiamenti climatici nell'ambito del cosiddetto "Atto Delegato sul Clima" (Regolamento Delegato EU 2021/2139) integrato dall'Atto Delegato Complementare sul Clima (Regolamento EU 2022/1214) su nucleare e gas. Tali atti delegati individuano le attività ammissibili ai fini di tali obiettivi e ne definiscono i relativi TSC. È prevedibile che nel 2023 siano emanati gli atti delegati relativi agli altri quattro obiettivi della Tassonomia.

Eni ha valutato le attività economiche svolte dal Gruppo sulla base di tali Annex per identificare come primo step le attività ammissibili e come secondo step le attività del Gruppo allineate alla Tassonomia attraverso il riscontro dei TSC relativi al contributo sostanziale agli obiettivi climatici e del rispetto dei criteri DNSH nei confronti degli altri obiettivi. La verifica del contributo sostanziale è stata eseguita limitatamente all'obiettivo mitigazione del cambiamento climatico, poiché il Gruppo non svolge attività relative alla produzione di soluzioni di adattamento.

La verifica della clausola di salvaguardia di cui all'art.3 lettera "c" è stata svolta a livello "Company".

OBBLIGHI DI REPORTING

In base all'art. 8 della Tassonomia, le società quotate nei mercati regolamentati dell'UE tenute a redigere la Dichiarazione di carattere Non Finanziario "DNF" (di cui agli art. 19 bis e 29 bis della Direttiva 2013/34/UE) sono soggette a delle disposizioni di trasparenza in materia di attività sostenibili attraverso la pubblicazione in DNF di tre indicatori di performance ("KPI") relativi alla quota di ricavi, costi operativi ("opex") e investimenti ("capex") associati alle attività economiche ecosostenibili sul totale delle tre voci a livello di impresa. Con Regolamento Delegato (UE) 2021/2178 la Commissione ha definito il contenuto e le modalità di presentazione delle informazioni richieste per rispettare l'obbligo di reporting previsto dall'art. 8, nonché la metodologia per conformarsi a tale obbligo informativo. Nei successivi paragrafi sono presentate le informazioni previste da tale regolamento.

Informativa sulla Tassonomia in base all'Allegato I al REGOLAMENTO DELEGATO (UE) 2021/2178 DELLA COMMISSIONE che integra il regolamento (UE) 2020/852 del Parlamento europeo e del Consiglio precisando il contenuto e la presentazione delle informazioni che le imprese soggette all'articolo 19 bis o all'articolo 29 bis della direttiva 2013/34/UE devono comunicare in merito alle attività economiche ecosostenibili e specificando la metodologia per conformarsi a tale obbligo di informativa.

Indicatori fondamentali di prestazione (KPI) delle imprese non finanziarie

TABELLA DI SINTESI DEGLI INDICATORI FONDAMENTALI DI PRESTAZIONE (KPI) DELLE IMPRESE NON FINANZIARIE

GRUPPO ENI - ANNO 2022	FATTURATO		SPESE IN CONTO CAPITALE		SPESE OPERATIVE	
	valore ass. in € mln	quota %	valore ass. in € mln	quota %	valore ass. in € mln	quota %
A. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA		7,5%		20,2%		14,1%
A.1. ATTIVITÀ ECOSOSTENIBILI (ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)	824	0,6%	1.753	14,1%	83	2,0%
A.2. ATTIVITÀ AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA MA NON ECOSOSTENIBILI (ATTIVITÀ NON ALLINEATE ALLA TASSONOMIA)	9.067	6,9%	757	6,1%	504	12,1%
TOTALE A.1 + A.2	9.891	7,5%	2.510	20,2%	587	14,1%
B. ATTIVITÀ NON AMMISSIBILI ALLA TASSONOMIA	122.374	92,5%	9.886	79,8%	3.573	85,9%
TOTALE A+B	132.265	100,0%	12.396	100%	4.160	100,0%

1. Contenuto dei KPI che devono essere comunicati dalle imprese non finanziarie

1.1. Specifiche dei KPI

1.1.1. KPI relativo al fatturato

Nella redazione del bilancio consolidato il Gruppo Eni applica i principi internazionali d'informativa finanziaria (IFRS, International Financial Reporting Standards) adottati con regolamento (CE) n. 1126/2008.

In conformità a questo, il fatturato totale del Gruppo Eni e i fatturati attribuiti alle attività economiche ammissibili ed ecosostenibili (allineate) di Eni sono stati rilevati conformemente al

principio contabile internazionale (IAS) n. 1, punto 82, lettera a). La quota del 7,5% delle attività ammissibili ed allineate di Eni è calcolata rapportando la somma del fatturato relativo alle attività ammissibili e alle attività allineate, descritte al punto 1.2.2, al fatturato totale del Gruppo che coincide con la voce di bilancio "ricavi della gestione caratteristica" del conto economico consolidato. Di seguito la riconciliazione:

FATTURATO

	(mln €)	Attività allineate	Attività ammissibili	Totale Gruppo
Ricavi da contratti con la clientela		824	9.067	132.265

La quota del fatturato di cui all'articolo 8, paragrafo 2, lettera a), del regolamento (UE) 2020/852 "KPI fatturato" è calcolata come la parte dei ricavi netti ottenuti da prodotti o servizi associati ad attività economiche allineate alla Tassonomia (numeratore), divisa per i ricavi consolidati del Gruppo (denominatore).

Il fatturato è rilevato al netto degli effetti dei derivati su commodity attivati per ridurre l'esposizione del Gruppo alle oscillazioni dei prezzi delle materie prime energetiche per i quali è stata dimostrata l'efficacia della relazione di copertura tra lo strumento e il sottostante "cash flow hedges", per cui alla consegna del prodotto (energia elettrica o altra materia prima energetica) è contabilizzato il prezzo della transazione al netto degli effetti di hedging. Gli altri derivati su commodity utilizzati dal Gruppo per la gestione complessiva dei rischi prezzo delle commodity energetiche, privi del requisito della own use exemption o per i quali si è reputato di non attivare la relazione di copertura, sono rilevati a conto economico (mark-to-market) in una voce separata dal fatturato. In tale voce sono compresi anche gli effetti ineffica-

ci ai fini della copertura dei cash flow hedge. Il mark-to-market dei derivati CFH è rilevato nelle riserve di patrimonio netto.

1.1.2. KPI relativo alle spese in conto capitale (CapEx)

Le spese in conto capitale sostenute dal Gruppo Eni e le spese in conto capitale "CapEx" attribuite alle attività economiche ammissibili ed ecosostenibili di Eni comprendono i costi contabilizzati sulla base di:

- IAS 16 «Immobili, impianti e macchinari», punto 73, lettera e), sottopunti i) e iii);
- IAS 38 «Attività immateriali», punto 118, lettera e), sottopunto i);
- IFRS 16 «Leasing», punto 53, lettera h).

I CapEx comprendono anche gli incrementi degli attivi materiali e immateriali derivanti da aggregazioni aziendali. Il Gruppo Eni non è presente in attività economiche che prevedono l'applicazione dei principi IAS 40 e IAS 41.

La quota del 20% delle attività ammissibili ed allineate dell'Eni è calcolata rapportando la somma delle spese in conto capitale relative alle attività ammissibili e alle attività allineate, descritte al punto 1.2.2, alle spese in conto capitale totali del Gruppo che corrispondono agli incrementi rilevati nell'eser-

cizio delle voci dell'attivo "Immobili, Impianti e Macchinari", "Attività Immateriali & Goodwill" e "Diritto di utilizzo beni in leasing", compresi quelli derivanti da business combination, di cui è data informativa nelle note n. 12, 13 e 14 al bilancio consolidato:

SPESE IN CONTO CAPITALE CAPITALE

	(mln €)	Attività allineate	Attività ammissibili	Totale Gruppo
Incrementi att. Materiali & Immateriali		460	440	8.056
Goodwill acquisito				482
Incrementi ROU		7	317	2.404
Aquisizioni/Variatione area di consolidamento		1.286		1.936
A dedurre				
Goodwill acquisito				(482)
Totale Spese in conto capitale capitale		1.753	757	12.396

La quota delle spese in conto capitale di cui all'articolo 8, paragrafo 2, lettera b), del regolamento (UE) 2020/852 è calcolato come il numeratore definito al punto 1.1.2.2 dell'allegato I al Reg. Delegato (EU) 2021/2178 diviso per il denominatore definito al punto 1.1.2.1 dello stesso allegato.

1.1.3. KPI relativo alle spese operative (OpEx)

La quota del 14% delle attività ammissibili ed allineate di Eni è calcolata rapportando la somma delle spese operative delle attività ammissibili e alle attività allineate, descritte al punto 1.2.2, alle spese operative totali del Gruppo. Di seguito la riconciliazione:

OPEX

	(mln €)	Attività allineate	Attività ammissibili	Totale Gruppo
Costi di R&D spesati a conto economico			98	164
Spese operative		83	406	3.996
Totale spese operative		83	504	4.160

La quota delle spese operative di cui all'articolo 8, paragrafo 2, lettera b), del regolamento (UE) 2020/852 "OpEx KPI" è calcolata come il numeratore definito al punto 1.1.3.2 dell'allegato I al Reg. Delegato (EU) 2021/2178 diviso per il denominatore definito al punto 1.1.3.1 dello stesso allegato.

1.2. Specifiche dell'informativa a corredo dei KPI delle imprese non finanziarie

1.2.1. Principi contabili

I dati di fatturato, di spese operative e di spese in conto capitale relativi alle attività Eni ammissibili e alle attività Eni allineate alla Tassonomia per il calcolo degli indicatori fondamentali di prestazione (KPI) e delle quote sui valori del bilancio consolidato sono stati estratti a cura delle società consolidate del Gruppo dai sistemi di contabilità generale e di contabilità analitica utilizzati per la preparazione dei bilanci civilistici, redatti nella maggior parte dei casi a principi IFRS. I dati delle contabilità societarie sono rettificati, ove necessario, per adeguarli ai principi IFRS adottati nella preparazione del bilancio consolidato di Eni e apportando le opportune elisioni di consolidamento (transazioni intercompany, eliminazione utili interni, ecc.).

Pertanto, i dati utilizzati per il calcolo dei KPI relativi alle attività allineate alla Tassonomia e delle quote relative alle attività ammissibili alla Tassonomia sono gli stessi dati utilizzati nella preparazione del

bilancio consolidato del Gruppo Eni. Le voci di ricavi, costi operativi, incrementi delle immobilizzazioni materiali e immateriali, compresi gli incrementi derivanti da acquisizioni e per accensione/rinnovo/revisione di contratti di leasing, sono stati determinati estraendo le corrispondenti voci dei conti di contabilità generale per le società del Gruppo che svolgono in modo esclusivo un'attività allineata o ammissibile (mono-business), mentre per le società pluri-business si è reso necessario attribuire le voci di contabilità generale alle diverse attività economiche, utilizzando la contabilità analitica che disaggrega i dati della contabilità generale e gli attribuisce a più oggetti di reporting: centri di profitto di norma corrispondenti a unità di business, linee di prodotto che possono avere costi comuni, stabilimenti, unità produttive, commesse di costo/investimento, in funzione delle esigenze del management di comprensione delle modalità di formazione dei risultati, di calcolo di convenienza economica e di controllo dei costi. Questa strutturazione dei flussi amministrativi funzionale alla preparazione del bilancio assicura che i ricavi, le spese in conto capitale e le spese operative siano attribuite a una sola attività economica, evitando doppi conteggi, considerato che le rilevazioni di contabilità analitica sono portate in quadratura con il bilancio civilistico, nonché che i costi comuni siano attribuiti alle diverse attività economiche sulla base di criteri di ripartizione che riflettono il fattore critico di assorbimento della capacità.

I costi operativi attribuiti alle attività Eni allineate alla Tassonomia e alle attività Eni ammissibili alla Tassonomia sono stati determi-

nati sulla base del modello di controllo dei costi fissi adottato dal management che, a partire dai dati di contabilità generale relativi ad acquisti, prestazioni, costo lavoro e oneri diversi, esclude i costi relativi all'acquisto delle materie prime, utenze industriali e di prodotti per la rivendita e aggrega le voci di costo in base al criterio di destinazione rispetto alle varie fasi di misura e controllo del processo di produzione/vendita:

- costi fissi industriali che comprendono il costo lavoro del personale addetto alla manutenzione, funzionamento e servizio degli impianti industriali, le prestazioni esterne (essenzialmente le manutenzioni appaltate a fornitori terzi), i costi generali di stabilimento, i materiali di consumo (parti di ricambio e beni per l'ammodernamento degli impianti) e comprendono gli interventi per l'efficienza energetica degli edifici e altri beni immobili, nonché l'acquisto di output da attività ammissibili abilitanti per conseguire riduzioni delle emissioni climalteranti;
- i costi diretti della ricerca e sviluppo non capitalizzati all'attivo;
- i costi fissi della fase commerciale;
- i costi fissi del personale di sede e delle attività amministrative e generali (essenzialmente costo lavoro e prestazioni nelle aree legali, gestione del personale, informatica, finanza, amministrazione, societaria).

Ai fini dell'obbligo di reporting il management ha individuato i costi fissi industriali e i costi di R&D non capitalizzati quali voci che rappresentano le spese operative delle attività economiche e in aggregato il denominatore del KPI spese operative delle attività allineate alla Tassonomia e della quota della attività ammissibili alla Tassonomia.

In linea con le disposizioni del Reg. Tassonomia, le spese operative sostenute per l'acquisto di prodotti abilitanti o in relazione a singole misure che consentono alle attività obiettivo di raggiungere basse emissioni di carbonio o di conseguire riduzioni dei gas a effetto sono stati riconosciuti dalle attività economiche svolte da Eni nel rispetto della limitante prevista dall'art. 16 di non comportare una dipendenza da attività che compromettano gli obiettivi ambientali a lungo termine, in considerazione della loro vita economica. In tale ambito, gli opex e i capex sostenuti dal settore E&P per incrementare l'efficienza energetica/ridurre le emissioni di carbonio degli impianti Oil & Gas sono stati esclusi.

1.2.2. Valutazione della conformità al regolamento (UE) 2020/852

1.2.2.1. Informazioni sulla valutazione della conformità al regolamento (UE) 2020/852

Le attività ammissibili di Eni ai fini dell'obiettivo di mitigazione dei cambiamenti climatici sono:

- 3.10 produzione d'idrogeno: produzione d'idrogeno da gas naturale ausiliaria alle attività di raffinazione di petrolio grezzo e ottenimento di prodotti petroliferi;
- 3.14 produzione di prodotti chimici organici di base: produzione di monomeri e altri prodotti chimici di base da carica petrolifera/etano;
- 3.17 produzione di plastiche in forma primaria: produzione di polietilene e di stirenici ottenuti dalla trasformazione dei monomeri;
- 4.1 produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica: impianti fotovoltaici di proprietà della control-

lata Plenitude attivi in Italia, Spagna, Stati Uniti, Australia e Francia;

- 4.3 generazione di e.e. eolica: impianti di generazione eolica per sfruttare l'energia del vento installati sulla terraferma di proprietà della controllata Plenitude attivi in Italia, Spagna e Kazakhstan;
- 4.4 generazione di e.e. dalla tecnologia dell'energia del mare: impianto sperimentale che sfrutta l'energia del moto ondoso installato nei mari italiani;
- 4.8 generazione di e.e. da bioenergia: produzione di energia elettrica da biomassa mediante impianti di taglia piccola (inferiori a 2MW di potenza installata) operativi in Italia;
- 4.13 produzione di biogas e di biocarburanti per l'utilizzo nei trasporti e di bioliquidi: produzione di biocarburanti mediante idrogenazione di materie prime vegetali o componenti organiche di scarto; il prodotto risultante è un olio vegetale idrogenato (HVO) che può essere venduto e utilizzato in purezza o essere miscelato con i carburanti tradizionali per ridurre le emissioni di carbonio. L'attività è svolta presso le bioraffinerie di Gela e Venezia con una capacità produttiva di 1,1 **ml t/a**;
- 4.20 cogenerazione di caldo/freddo ed e.e. da bioenergia: produzione cogenerativa di vapore ed energia elettrica utilizzando biomassa forestale presso lo stabilimento di Crescentino (Italia);
- 5.3-5.4 costruzione, estensione ed esercizio di reti di raccolta e di trattamento di acqua di risulta: attività svolte prevalentemente per scopi interni;
- 5.7 digestione anaerobica di rifiuti organici: digestione anaerobica, produzione di biogas e successiva cogenerazione per produzione di energia elettrica, oltre a compost, presso l'impianto Po' Enegia Srl a partire da frazione organica proveniente dalla raccolta differenziata dei rifiuti urbani.
- 5.12 stoccaggio geologico permanente sotterraneo della CO₂: stoccaggio permanente della CO₂ all'interno di giacimenti di gas naturale esauriti operati di Eni. L'attività comprende il progetto sperimentale di Ravenna per la valutazione della fattibilità economico-tecnica della realizzazione di un hub di cattura con l'utilizzo dei giacimenti di gas esauriti operati dall'Eni nell'offshore ravennate e la realizzazione dell'hub di stoccaggio di Hyte in UK che sfrutterà i giacimenti esauriti operati da Eni nella Liverpool Bay;
- 6.5 trasporto mediante moto, autovetture e veicoli commerciali leggeri: servizio di noleggio Enjoy basato sul modello "free floating" con prelievo e rilascio del veicolo in qualsiasi punto all'interno dell'area coperta dal servizio. La flotta è costituita da veicoli a combustione interna, ibrida ed elettrica;
- 6.10 trasporto di merci via mare: attività di trasporto di prodotti petroliferi e petrolio greggio svolta in via ausiliaria rispetto all'attività di raffinazione e distribuzione di carburanti;
- 6.15 infrastrutture per il trasporto low carbon su strada e trasporto pubblico: attività di installazione e gestione di punti di ricarica per veicoli elettrici nel territorio italiano svolta dalla controllata Plenitude;

Eni ha valutato l'ecosostenibilità delle attività ammissibili ai sensi dell'articolo 3 del regolamento (UE) 2020/852 come integrato dal

Regolamento Delegato (UE) 2021/2139 della Commissione del 4 giugno 2021 adottato come previsto dagli artt. 10-11 par. 3 del citato regolamento, che fissa i criteri di vaglio tecnico che consentono di determinare a quali condizioni si possa considerare che un'attività economica contribuisce in modo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici o all'adattamento ai cambiamenti climatici, se non arreca un danno significativo a nessun altro obiettivo ambientale del regolamento (UE) 2020/852 ed è svolta nel rispetto delle garanzie minime di salvaguardia previste dall'art. 18 del citato regolamento.

Eni non svolge attività che forniscono soluzioni di adattamento climatico. L'obiettivo dell'adattamento climatico è stato considerato solo ai fini della verifica di cui all'art. 3 del regolamento (UE) 2020/852 del criterio del "non arrecare un danno significativo a nessuno degli obiettivi ambientali" della Tassonomia.

In esito a tale valutazione alla data di riferimento della presente Relazione Finanziaria Annuale comprensiva della DNF 2022 le seguenti attività sono state valutate allineate alla Tassonomia poiché contribuiscono in maniera sostanziale al raggiungimento dell'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico.

4.1. Produzione di energia elettrica mediante tecnologia solare fotovoltaica

Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici

L'attività produce energia elettrica utilizzando la tecnologia solare fotovoltaica.

Non arrecare danno significativo ("DNSH")

Adattamento ai cambiamenti climatici

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi meteorologici acuti e cronici previsti dall'allegato A al Regolamento Delegato sul clima.

Il management ha adottato procedure e sistemi per l'individuazione, la valutazione e la gestione del rischio fisico legato ai cambiamenti climatici, definito come il rischio che le variazioni potenziali prospettiche degli eventi naturali e i fenomeni meteorologici estremi legati ai cambiamenti climatici, attesi nel medio-lungo termine, possano avere ricadute significative sulle condizioni di operabilità, sicurezza e redditività degli attivi, violando in tal modo il principio del "non arrecare un danno significativo" all'obiettivo di adattamento climatico della Tassonomia.

Il management esegue con cadenza regolare un assessment/screening top-down in base a una metodologia proprietaria della potenziale futura esposizione delle attività Eni ai pericoli legati al clima previsti nel citato allegato A, in ottica di medio-lungo termine, con l'obiettivo di individuare gli interventi necessari per adattare le attività ai rischi meteorologici identificati, considerate le mitiganti del rischio già in essere presso ciascun attivo.

La metodologia di assessment Eni dell'esposizione prospettica ai pericoli legati al clima:

- utilizza in input dati forniti da un provider esterno (attualmente Verisk Maplecroft) che ha elaborato mappe di rischio prospet-

tiche, basate su indicatori qualitativi, in grado di assicurare una copertura globale (offshore e onshore) delle aree dove sono localizzati gli attivi Eni. Le fonti di tali mappe di rischio combinano i modelli climatici predittivi più aggiornati con le informazioni di eventi storici, per fornire un andamento qualitativo tendenziale dei fenomeni naturali a seguito dei cambiamenti climatici;

- sviluppa un esercizio di stress sull'attuale portafoglio di attivi a prescindere dalla specifica vita residua utile di ciascun attivo, valutando la teorica esposizione prospettica al 2050 rispetto ai pericoli legati al cambiamento climatico;
- è applicata con cadenza annuale e sarà oggetto di continuo miglioramento alla luce dell'esperienza che si consoliderà nel tempo, nonché della futura evoluzione dei framework sulla tematica;
- utilizza lo scenario IPCC RPC 8.5 come strumento di proiezione delle mappe di rischio climatico prospettico;
- utilizza le coordinate geografiche di ciascun attivo Eni (longitudine e latitudine) per il collocamento nei reticoli di rischio meteorologico (generalmente ciascun reticolo è pari a 20 chilometri quadrati) definiti dal provider esterno per rilevare il tipo di rischio climatico a cui ciascun attivo potenzialmente esposto nei prossimi trent'anni sulla base dello scenario climatico adottato;
- considerazione nel processo di valutazione del rischio anche gli attivi della catena di fornitura ove rilevanti.

Una volta definiti i rischi climatici associati a ciascun attivo, il management esegue una valutazione delle barriere esistenti sia fisiche (caratteristiche progettuali dell'attivo, materiali impiegati, muri di contenimento, distanza dalle fonti di pericolo, ecc.) sia in termini di sistemi e procedure (sistemi di allerta, procedure di messa in sicurezza degli attivi, esistenza di piani di monitoraggio e verifica, ecc.).

Al termine di questa fase il management valuta il rischio residuo a cui è esposto ciascun attivo e definisce il piano di azione per gli attivi esposti a elevati rischi residuali:

- in caso di pericoli cronici (es. water stress) sono pianificate ed eseguite attività di monitoraggio con eventuale successiva definizione e follow up di un piano di intervento;
- in caso di rischio acuto è valutato, definito ed attuato un piano di adattamento che può prevedere modifiche alle procedure e sistemi operativi, la realizzazione di opere di protezione/aumento della sicurezza e della capacità di resistere agli eventi avversi dell'attivo, ovvero la riconfigurazione dello stesso in funzione dell'orizzonte temporale e della vita utile residua dell'attivo.

Sulla base della procedura e metodologia descritte le installazioni Eni di produzione di e.e. da impianti fotovoltaici non evidenziano rischi residui di esposizione a eventi meteorologici avversi considerata la loro vita utile residua e pertanto l'attività è stata valutata adatta al CC.

Transizione verso un'economia circolare

L'attività ha valutato la disponibilità di e utilizza, ove possibile, apparecchiature e componenti di elevata durabilità e riciclabilità e facili da smantellare e riqualificare.

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi

Tutte le installazioni fotovoltaiche di Eni hanno ottenuto una VIA ai

sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

4.3. Produzione di energia elettrica a partire dall'energia eolica

Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici

L'attività produce energia elettrica a partire dall'energia eolica.

DNSH

Adattamento ai cambiamenti climatici

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi climatici acuti e cronici in base alla metodologia descritta al punto 4.1 e ha concluso che tutte le installazioni eoliche di Eni sono adattate al cambiamento climatico.

Transizione verso un'economia circolare

L'attività ha valutato la disponibilità di e utilizza, ove possibile, apparecchiature e componenti di elevata durabilità e riciclabilità e facili da smantellare e riqualificare.

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi

4.8. Produzione di energia elettrica a partire dalla bionergia

Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici

Le installazioni Eni hanno ciascuna una potenza termica nominale totale inferiore a 2 MW e utilizzano combustibili gassosi da biomassa.

DNSH

Adattamento ai cambiamenti climatici

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi meteorologici acuti e cronici in base alla metodologia descritta al punto 4.1 e ha concluso che tutte le installazioni per la produzione di bioenergia di Eni sono adattate al cambiamento climatico.

Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi

Tutte le installazioni per la produzione di energia elettrica da bioenergia di Eni hanno ottenuto una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di uso sostenibile delle acque e di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

4.13. Produzione di biocarburanti destinati ai trasporti

Eni produce olio vegetale idrogenato (HVO) per l'utilizzo nel settore dei trasporti. L'attività è condotta presso la bioraffineria di Gela.

Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici

Ciascun lotto di HVO prodotto nel 2022 è stato analizzato per verificare il contributo sostanziale all'obiettivo di mitigazione del cambiamento climatico. I volumi di HVO prodotti utilizzando colture alimentari e foraggiere sono stati esclusi dal KPI, nonché quelli prodotti a partire da biomassa agricola che non soddisfa i requisiti di sostenibilità della Direttiva 2001/2018.

Il risparmio emissivo ottenuto dall'HVO prodotto da feedstock sostenibili è stato calcolato sulla base della metodologia di cui all'allegato V della Direttiva EU 2001/2018 in relazione a ciascun tipo di biomassa lavorata. Sulla base dell'analisi condotta, l'...% dell'HVO prodotto contribuisce a ridurre di almeno il 65% le emissioni di CO₂ rispetto al carburante tradizionale. Gli ammontari di ricavi, costi e investimenti relativi all'attività dichiarati nei KPI sono stati attribuiti in proporzione alla percentuale di HVO rispondente al parametro del contributo sostanziale.

DNSH

Adattamento ai cambiamenti climatici

Il Gruppo ha eseguito la valutazione del rischio di esposizione agli eventi meteorologici acuti e cronici previsti dall'allegato A all'Atto Delegato sul clima della bioraffineria di Gela, in base alla metodologia descritta al punto 4.1, e ha concluso che l'attività è esposta al rischio di stress idrico. È in fase di attuazione un piano di monitoraggio dell'evoluzione del rischio con l'obiettivo di rendere l'attività adattata entro cinque anni.

Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine

Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi

La costruzione della bioraffineria e i successivi progetti di riconfigurazione, ampliamento o ristrutturazione hanno ottenuto prima dell'avvio dei lavori una VIA ai sensi della Direttiva 2011/92/EU e pertanto rispettano il principio del non arrecare un danno significativo all'obiettivo di uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine e all'obiettivo di protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

5.12. Stoccaggio geologico permanente sotterraneo di CO₂

L'attività riguarda la realizzazione dell'hub di stoccaggio geologico permanente di Hyte nel Regno Unito, che utilizzerà i giacimenti di gas naturale Eni esauriti localizzati nella Liverpool Bay. Il servizio di stoccaggio della CO₂ sarà offerto a operatori locali appartenenti a industrie con emissioni "hard-to-abate" sulla base di una tariffa regolata in corso di negoziazione. È stata approvata dalle competenti autorità italiane il progetto sperimentale per valutare la realizzazione di un hub di cattura della CO₂ presso i giacimenti di gas naturale esauriti di Eni nell'offshore di fronte Ravenna.

Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici

L'attività è svolta in conformità alla normativa internazionale ISO 27914:2017 per lo stoccaggio geologico di CO₂. Il progetto svolto in Italia rispetta, per quanto applicabile, i requisiti della Direttiva 2009/31/C.

DNSH

Adattamento ai cambiamenti climatici

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione agli eventi meteorologici acuti e cronici previsti dall'allegato A all'Atto Delegato sul clima dell'attività sulla base della metodologia di cui al punto 4.1 e ha concluso che è adattata al cambiamento climatico.

Prevenzione e riduzione dell'inquinamento

Si prevede che l'attività adottando i sistemi di risk management e di M&V previsti dalla citata normativa ISO assicurerà il rispetto dei parametri d'inquinamento in conformità direttiva 2009/31/C.

*Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine
Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi*

Si prevede che l'attività adottando i sistemi di risk management e di M&V previsti dalla citata normativa ISO e attuando tutte le misure pianificate per assicurare il livello minimo di impatto ambientale in vista dell'ottenimento delle necessarie autorizzazioni amministrative dalle autorità UK, sarà in grado di rispettare il criterio DNSH relativo agli obiettivi uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine e protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi.

6.15. Infrastrutture che consentono il trasporto su strada a basse emissioni di carbonio

Contributo sostanziale alla mitigazione dei cambiamenti climatici
L'attività consiste nell'installazione, gestione e manutenzione di una rete di punti di ricarica per veicoli elettrici.

DNSH*Adattamento ai cambiamenti climatici*

Il Gruppo ha eseguito una valutazione del rischio di esposizione dell'attività agli eventi meteorologici acuti e cronici previsti dall'allegato A all'Atto Delegato sul clima in base alla metodologia di cui al punto 4.1 e ha concluso che l'attività è adattata al cambiamento climatico.

Prevenzione e riduzione dell'inquinamento

L'installazione di nuovi punti di ricarica non produce sostanzialmente rifiuti di cantiere, ovvero sono adottate tecniche per limitare la produzione di rifiuti nei processi di installazione ed eventuale demolizione, conformemente al protocollo UE per la gestione dei rifiuti da costruzione e demolizione, tenendo conto delle migliori tecniche disponibili disponibili (quali ad esempio il riciclo dei materiali di scarto e la riduzione del consumo di acqua).

Sono adottate misure per ridurre il rumore, le polveri e le emissioni inquinanti durante i lavori di costruzione o manutenzione, quali ad esempio:

1. utilizzare attrezzature a basso impatto ambientale che producano meno rumore, polvere ed emissioni inquinanti rispetto a quelle tradizionali;
2. limitare gli orari di lavoro, programmando, quando e dove possibile, le attività di costruzione o manutenzione durante le ore in cui c'è meno traffico per limitare l'impatto sulle attività circostanti;
3. utilizzare, ove necessario, procedure per la limitazione delle polveri come, ad esempio, l'irrigazione per ridurre le polveri nell'area di lavoro;
4. utilizzare tecnologie pulite, quando e dove possibile, come ad esempio i veicoli elettrici per il trasporto delle attrezzature.

*Uso sostenibile e protezione delle acque e delle risorse marine
Protezione e ripristino della biodiversità e degli ecosistemi*

L'installazione dei punti di ricarica in Italia prevede che il posizionamento delle colonnine di ricarica per veicoli elettrici deve rispettare le norme di legge e le regole tecniche per garantire la sicurezza degli utenti e l'integrità delle infrastrutture.

In generale, le norme che regolamentano l'installazione delle colonnine di ricarica sono contenute nelle disposizioni tecniche emanate dal Ministero dello Sviluppo Economico, dalle Regioni (o dalle Provincie se è prevista deroga) e dai Comuni. Inoltre, l'installazione delle colonnine di ricarica deve rispettare anche le disposizioni previste dal Codice della Strada e dalla normativa urbanistica vigente in ogni singolo Comune nonché le norme relative alla segnaletica stradale ed in generale al Testo unico dell'edilizia.

1.2.2.2. Contributo al conseguimento di più obiettivi

Non applicabile.

1.2.2.3. Disaggregazione dei KPI

Nell'attività di produzione di biocarburanti per il trasporto l'impianto di produzione di Gela è utilizzato in maniera congiunta sia per la produzione di HVO allineato alla Tassonomia, sia per la produzione di HVO ammissibile ma non allineato. Come indicato nella descrizione dell'attività, i dati di ricavo e di costi comuni alle due tipologie di produzioni (spese operative e di investimento) sono stati ripartiti in proporzione ai volumi lavorati di biomassa che consentono il conseguimento di un risparmio emissivo di almeno il 65%.

Si ritiene che tale criterio di ripartizione è basato su un criterio adeguato al processo di produzione impiegato e ne rifletta le specificità tecniche.

1.2.3. Informazioni contestuali**1.2.3.1. Informazioni contestuali sul KPI relativo al fatturato**

I valori che concorrono al numeratore del KPI relativo fatturato derivano da contratti con la clientela rilevati in base all'IFRS 15. L'ammontare totale del numeratore di €833 milioni è così articolato:

- €31 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti fotovoltaici;
- €79 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti eolici;
- €42 milioni dalla vendita di e.e. prodotta da impianti alimentati a biomassa;
- €676 milioni dalla vendita di HVO.

1.2.3.2. Informazioni contestuali sul KPI relativo alle spese in conto capitale

Le spese in conto capitale del numeratore del relativo KPI pari a €1.753 milioni sono relative alle seguenti attività:

- €606 milioni relativi all'attività produzione di energia elettrica da fotovoltaico, che comprendono €XX milioni di incrementi di PP&E per l'avanzamento nel programma di costruzione di nuova capacità con l'installazione nell'esercizio di nuova capacità per XX MW (o il revamping di installazioni esistenti) e €XX milioni di acquisizioni di impianti da terzi perfezionate nell'esercizio per una capacità di XX MW;
- €913 milioni all'attività relativi all'attività produzione di energia

elettrica da eolico, che comprendono €XX milioni di incrementi di PP&E per l'avanzamento nel programma di costruzione di nuova capacità con l'installazione nell'esercizio di nuova capacità per XX MW (o il revamping di installazioni esistenti) e €XX milioni di acquisizioni di impianti da terzi perfezionate nell'esercizio per una capacità di XX MW;

- €125 milioni relativi all'attività di produzione di biocarburanti, interamente imputati a incremento di PP&E, principalmente relativi alle bioraffinerie di Venezia e Gela per €94 milioni. Con riferimento a Venezia sono in corso diversi progetti per l'upgrading della bioraffineria di cui i principali riguardano: la realizzazione di una nuova sezione (degumming) dell'unità di trattamento della biomassa per potenziare la lavorazione di cariche più complesse, con avvio nella prima parte del 2023; la realizzazione di un impianto di steam reforming e del relativo interconnecting. L'impianto sostituirà il ciclo benzine per la fornitura dell'idrogeno necessario a produrre HVO puro, con un conseguente aumento della capacità di lavorazione fino a 0,6 milioni di tonnellate/anno, con completamento atteso nel 2024.

Con riferimento a Gela i principali progetti riguardano: l'upgrading dell'unità di trattamento della biomassa (BTU) per potenziare la lavorazione di cariche più complesse, con completamento atteso nel IH 2024; la realizzazione dell'impianto per la produzione di biojet, con completamento atteso nel 2024.

Tali progetti di bioraffinazione sono parte del piano industriale degli investimenti Eni per il quadriennio '23-'26 approvato dal Consiglio di Amministrazione il 22 marzo 2023 e sono alcuni dei driver che il Gruppo ha attivato per conseguire l'obiettivo di capacità di 3 milioni di tonnellate/anno entro il 2025.

- €60 milioni relativi all'attività di stoccaggio permanente della CO₂, interamente imputati a incremento di PP&E, nell'ambito dei progetti per la realizzazione dell'hub di stoccaggio di Hynet in Regno Unito e, in misura minore, della prima fase dell'hub di stoccaggio di Ravenna, entrambi inclusi nel piano quadriennale degli investimenti del Gruppo Eni approvato dalla Direzione Aziendale il 22 febbraio 2023. Il progetto Hynet prevede un impegno di spesa a vita intera di €XX milioni e la prima iniezione di CO₂ nei giacimenti esauriti della Liverpool Bay operati da Eni è programmata nel 2025.

Il progetto Ravenna hub prevede un impegno di spesa a vita intera di €XX milioni e la prima iniezione di CO₂ nei giacimenti esauriti dell'offshore ravennate operati da Eni è programmata nel 2025.

- 59 milioni all'attività relativi all'attività di installazione di punti ricarica per EV, interamente imputati a incremento di PP&E, nell'ambito del piano di espansione della rete di ricarica con l'installazione nel 2022 di circa 6,8 mila nuove colonnine a marchio Plenitude.

1.2.3.3. Informazioni contestuali sul KPI relativo alle spese operative

Le spese operative incluse nel numeratore del relativo KPI pari a €83 milioni riguardano manutenzioni e riparazioni nonché le altre spese dirette connesse al "servicing" quotidiano di immobili, impianti e macchinari, a opera dell'impresa o di terzi cui sono esternalizzate tali mansioni, necessarie per garantire il funzionamento continuo ed efficace di tali attivi, e per €83 milioni a spese di ricerca e sviluppo

imputate al conto economico. Il dettaglio riferito alle principali attività è il seguente:

- €15 milioni sostenuti nell'attività di produzione di e.e. da impianti fotovoltaici, relativi alle manutenzioni e altre spese di funzionamento quotidiano (ispezioni, pulizia e altre);
- €28 milioni sostenuti nell'attività di produzione di e.e. da impianti eolici, relativi alle manutenzioni e altre spese di funzionamento quotidiano (ispezioni, pulizia e altre);
- €32 milioni sostenuti nell'attività di produzione di biocarburanti, relativi alle manutenzioni e altre spese di funzionamento quotidiano (ispezioni, pulizia e altre).

Verifica rispetto clausola di salvaguardia di cui art. 3 lettera "c"

I criteri di ecosostenibilità delle attività economiche di cui all'art. 3 del Reg. Tassonomia prevedono in aggiunta ai principi del contributo sostanziale e del "non arrecare danno", il rispetto di garanzie minime di salvaguardia nella conduzione del business (di cui al comma "c"), rinviando al successivo art. 18 per la loro definizione. La norma le identifica con le procedure attuate da un'impresa al fine di garantire che la gestione aziendale sia conforme alle Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali e ai Principi Guida delle Nazioni Unite su imprese e diritti umani, inclusi i principi e i diritti stabiliti dalle otto convenzioni fondamentali individuate nella dichiarazione dell'Organizzazione internazionale del lavoro sui principi e i diritti fondamentali nel lavoro e dalla Carta internazionale dei diritti dell'uomo.

Nel dare attuazione a tali procedure, le imprese devono rispettare il principio "non arrecare un danno significativo" di cui all'articolo 2, punto 17), del regolamento (UE) 2019/2088, la Sustainable Finance Disclosure Regulation "SFDR". La SFDR prevede che le istituzioni finanziarie "financial market participants" valutino i rischi ESG degli investimenti inclusi nei prodotti finanziari che intendono collocare presso i risparmiatori, attraverso la misurazione dei risultati ottenuti dalle aziende oggetto di investimento in relazione a una serie predefinita di indicatori chiave d'impatto in aree critiche "principal adverse impacts". Cinque di questi indicatori sono di natura sociale: (i) violazioni dei principi del Global Compact delle NU e delle linee guida OCSE per le imprese multinazionali; (ii) mancanza di processi e di meccanismi di ottemperanza per monitorare il rispetto dei principi di cui al punto precedente; (iii) divario retributivo di genere; (iv) diversità di genere nella composizione degli organi amministrativi; (v) esposizione ai settori degli armamenti controversi. La definizione di investimento sostenibile di cui al punto 17 dell'art. 2 della SFDR stabilisce che un investimento è tale se contribuisce a obiettivi ambientali o sociali definiti in maniera ampia, a condizione che non leda nessuno di tali obiettivi. Pertanto, Eni assume che il rispetto del principio "non arrecare un danno significativo" della SFDR sia da intendere con riferimento ai cinque indicatori d'impatto sociale descritti in precedenza, quattro dei quali sono compresi nei processi di due diligence Eni in ambito diritti umani, mentre per il quinto Eni conferma di non essere presente nei settori degli armamenti controversi.

Le linee guida OCSE per le aziende multinazionali sono principi di conduzione responsabile del business relativi ad otto aree di attività:

- tre riconducibili al tema dei diritti umani (diritti umani, protezione dei consumatori, occupazione e relazioni industriali);

- anti-corruzione;
- competizione equa;
- tassazione.

Infine, l'ambiente è affrontato negli altri criteri di sostenibilità dell'art. 3 del Reg. Tassonomia, mentre scienza/tecnologia sono fuori ambito.

Le otto convenzioni ILO sul lavoro sono nel loro complesso riconducibili al rispetto dei diritti umani.

L'osservanza dei principi fondamentali in materia di diritti umani contenuti nell'International Bill of Human Rights (Universal Declaration of Human Rights, International Covenant on Civil and Political Rights and International Covenant on Economic Social and Cultural Rights) è garantita dal rispetto della Costituzione e della normativa italiana che fa suoi tali principi e che Eni, quale azienda incorporata in Italia, è tenuta a osservare poiché incorporata in Italia.

La verifica del rispetto della clausola di salvaguardia si fonda sull'istituzione e mantenimento di adeguati processi e sistemi aziendali di due diligence nei seguenti ambiti:

- diritti umani;
- lotta alla corruzione;
- rispetto della competition law;
- tassazione d'impresa;

nonché sull'inesistenza di procedimenti legali a carico dell'impresa, di un suo controllata o di esponenti del top management per violazioni di leggi nazionali o internazionali relative a tali materie che abbiano dato luogo a sentenze di condanna passate in giudicato, ovvero sull'assenza di "complaints" o segnalazioni per presunte violazioni dei diritti umani, presentati da singoli stakeholders o gruppi di stakeholders presso un Punto di Contatto Nazionale OCSE o presso il "Business and Human Rights Resource Centre" a fronte dei quali la Società non abbia dimostrato un impegno concreto di affrontare e gestire la segnalazione, non cooperando per una sua risoluzione e/o non adottando un piano di rimedio ("remediation plan") nel caso di una sua responsabilità per aver causato e/o contribuito all'impatto negativo lamentato.

I sistemi di due diligence di Eni:

- **ANTI-CORRUZIONE.** Nell'ambito della policy aziendale di tolleranza zero nei confronti della corruzione, Eni si è dotata di un ambiente di controllo e di processi e presidi con l'obiettivo di prevenire qualsiasi forma di comportamento o transazione aventi intento corruttivo e di garantire la costante e puntuale osservanza da parte delle persone che lavorano in Eni o per conto di Eni delle leggi vigenti nei Paesi in cui la Società opera, ivi incluse le leggi di ratifica delle Convenzioni Internazionali, che proibiscono la corruzione nei confronti di pubblici ufficiali nonché la corruzione fra privati. Tale sistema si applica anche al riciclaggio di denaro. L'ambiente di controllo si fonda su valori condivisi dall'organizzazione a partire dal top management, che includono l'istituzione di un codice etico ispirato ai principi di trasparenza, onestà, correttezza e buona fede nella conduzione del business, l'adesione ai dieci principi delle NU in tema di responsabilità d'impresa, la partecipazione al Global Compact e la formazione del personale sui temi etici. I processi e i presidi hanno la finalità di assicurare la corretta e trasparente registrazione delle transazioni aziendali, le verifiche delle controparti econo-

miche nel caso di operazioni significative (acquisizioni/cessioni di società, rami d'azienda, titoli minerari, business combination, eccetera), coinvolgimento di determinati tipi di controparti (business associate, joint venture partner, broker) o in ambiti (trading, iniziative non profit, sponsorizzazioni) esposti ai rischi corruttivi, nonché la conformità dei comportamenti aziendali alle regole interne in tutte le circostanze dove sono possibili infrazioni del codice etico, con l'obiettivo di prevenire qualsiasi forma di corruzione nella conduzione del business. Parte integrante della DD Eni in tema di anticorruzione è l'istituzione di un meccanismo di whistleblowing per la gestione delle segnalazioni anche anonime ricevute dalla Società attraverso un canale ben identificato e riconoscibile di presunte violazioni delle normative anticorruzione antiriciclaggio (tale meccanismo si applica anche alla DD sui diritti umani). Nel 2022 la Società o esponenti del senior management non sono stati parte di alcun procedimento penale per violazioni delle normative anticorruzione che si sia concluso con una sentenza di condanna definitiva. Per maggiori informazioni sullo status del contenzioso del Gruppo, si rinvia alle note del bilancio consolidato.

- **TASSAZIONE.** Eni ha adottato un sistema di DD della gestione dei rapporti con le Autorità fiscali dei Paesi in cui opera, con l'obiettivo di assicurare con ragionevole certezza che le operazioni di business siano svolte nel rispetto della normativa fiscale applicabile e dei presidi operativi istituiti dalla Tax Strategy aziendale che prevede l'assolvimento delle imposte nei Paesi dove avviene l'operatività secondo lo spirito oltretutto la lettera delle regole locali e rifiuta scelte di politica fiscale aggressive fra le quali anche la localizzazione di legal entities nei cosiddetti paradisi fiscali. La Società si è dotata di un Tax Control Framework, cioè di un sistema di controllo specifico del rischio fiscale di cui è responsabile il management per la verifica della coerenza tra le scelte di gestione fiscale e la strategia approvata dal Consiglio. L'ambiente di controllo e i processi/procedure sono stati disegnati in modo da ridurre a un livello relativamente contenuto il rischio di violazioni con impatto finanziario o reputazionale significativo (rischio fiscale). Nel 2022 nessuna società del Gruppo è stata parte di alcun contenzioso fiscale per violazioni della normativa o per frode fiscale che si sia concluso con una sentenza di condanna definitiva. Per maggiori informazioni sullo status del contenzioso del Gruppo in materia fiscale, si rinvia alle note del bilancio consolidato; tali contenziosi sono relativi all'interpretazione tecnica delle norme fiscali locali, spesso molto complesse, e sono gestiti in un'ottica di conciliazione.
- **FAIR COMPETITION.** Eni ha istituito un ambiente di controllo e un insieme di procedure e presidi con l'obiettivo di garantire che la conduzione degli affari e delle attività aziendali avvenga nel rispetto delle regole poste a tutela della concorrenza nei vari Paesi in cui opera. I principi della concorrenza – intesa come contesto di mercato che incentiva le imprese ad eccellere nella qualità ed economicità dei prodotti e/o servizi venduti/forniti – e l'osservanza della normativa antitrust sono valori fondamentali della Società. Il sistema di controllo Eni è articolato nelle tre fasi della prevenzione, monitoraggio/mitigazione dei rischi e contrasto alle condotte illecite ed è disegnato in

modo da assicurare la ragionevole certezza che le unità di business non adottino comportamenti anticoncorrenziali o diano luogo a pratiche restrittive del libero mercato o collusioni con imprese concorrenti e non commettano abusi di posizione dominante. Le operazioni aziendali di incremento della quota di mercato (concentrazioni) sono eseguite previa notifica delle stesse alle Autorità antitrust delle giurisdizioni interessate, attraverso la formulazione di opportuni remediation plan in risposta alle osservazioni ricevute, nonché in osservanza degli obblighi di standstill e del divieto di scambio illegittimo di informazioni nella fase di negoziazione e di due diligence. Nel 2022 nessuna società del Gruppo e nessun esponente del senior management sono stati parte di alcun contenzioso per violazioni della normativa antitrust che si sia concluso con una sentenza di condanna definitiva. Alla data di bilancio non ci sono contenziosi pendenti in materie antitrust.

• **DIRITTI UMANI.** I diritti umani sono al centro della visione Eni come impresa responsabile e parte integrante dei valori, della cultura e delle prassi dell'organizzazione. Eni è impegnata a rispettare i diritti umani in tutte le attività d'impresa e pone analoga aspettativa nei confronti dei business partner che operano per conto di Eni o ai quali sono appaltate fasi delle attività industriali di Eni. Eni ha adottato un processo di due diligence dei diritti umani conforme alle Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali e ai Principi Guida delle Nazioni Unite su Impresa e diritti umani UN Guiding Principles on Business and Human Rights (UNGPs), che prevedono lo svolgimento di cinque fasi:

- i) l'adozione di una dichiarazione di impegno, adottata al livello del top management, che affermi il rispetto dei diritti umani e l'integrazione dei diritti umani nei processi e nelle politiche aziendali;
- ii) un processo risk-based di identificazione e valutazione degli impatti negativi delle attività aziendali sui diritti umani che preveda anche il coinvolgimento degli stakeholder;
- iii) la definizione e l'adozione di misure atte a prevenire, cessare o mitigare eventuali impatti negativi;
- iv) la verifica dell'efficacia delle misure adottate;
- v) la comunicazione pubblica in merito ai processi avviati dalla società per prevenire, cessare, mitigare gli impatti avversi e alle misure adottate.

A tale processo è associata l'istituzione da parte di Eni di un meccanismo di raccolta e di valutazione dei reclami e delle preoccupazioni portate a conoscenza della Società attraverso opportuni canali di ascolto e comunicazione da parte di singoli individui, comunità o associazioni d'individui, che comprenda la previsione di un rimedio per rispondere agli impatti negativi sui diritti umani che la Società abbia causato o cui abbia contribuito. Eni inoltre coopera attivamente con altri meccanismi di reclamo di natura statale o non statale. In tale ambito la Dichiarazione di Eni sul rispetto dei diritti umani, approvata dal CdA nel dicembre 2018, oltre ad affermare l'impegno

su questo tema, evidenzia le aree prioritarie (salient issues) su cui Eni esercita un'approfondita due diligence, secondo un approccio sviluppato in coerenza con le Linee Guida OCSE per le imprese multinazionali e gli UNGPs. Con l'obiettivo di dare concreta attuazione a tale Dichiarazione di impegno, Eni si è dotata progressivamente di modelli risk-based basati su elementi di contesto (rischi specifici nei Paesi di operatività) e sulle caratteristiche delle attività di business, che in base al potenziale rischio diritti umani consentono all'azienda di individuare e adottare le opportune misure di gestione.

Eni è inoltre attivamente impegnata nel verificare e fornire, o cooperare per fornire, rimedi in caso di impatti negativi sui diritti umani che potrebbe aver causato o a cui ha contribuito, ed a compiere ogni sforzo per promuovere il raggiungimento dello stesso obiettivo nei casi in cui l'impatto sia direttamente collegato alle sue operazioni, prodotti o servizi. Per presentare eventuali casi di violazione Eni ha adottato un sistema di whistleblowing e un grievance mechanism, canale dedicato alla ricezione e risoluzione dei reclami da parte delle comunità, e coopera attivamente ed in buona fede con altri meccanismi di accesso al rimedio, giudiziari o extra-giudiziari. In nessun caso Eni impedisce ai potenziali reclamanti l'accesso a misure di rimedio, al contrario si impegna a prevenire ritorsioni nei confronti dei lavoratori e di altri stakeholder per aver sollevato preoccupazioni relative ai diritti umani, e non tollera né contribuisce a minacce, intimidazioni, ritorsioni o attacchi contro difensori dei diritti umani e stakeholder coinvolti in relazione alle proprie operazioni. Parte integrante della due diligence è la comunicazione dei risultati ottenuti. Eni pubblica ogni anno il suo report di sostenibilità "Eni for", cui ha affiancato un report dedicato al tema dei diritti umani "Eni for - Human Rights". Eni redige inoltre anche la Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario (DNF), documento sintetico redatto in conformità con le richieste del D.Lgs. 254/2016 (che recepisce la Direttiva Europea 95/2014) e pubblicato nella Relazione Finanziaria Annuale.

Conclusioni

Nel 2022 Eni non ha ricevuto alcuna condanna passata in giudicato per violazioni di leggi, regolamenti o altri istituti normativi in materia di diritti umani, corruzione, violazione delle norme sulla concorrenza o di quelle fiscali, e collabora attivamente ed in buona fede con i Punti di Contatto Nazionali OCSE per la risoluzione delle Istanze Specifiche in corso.

Sul tema dei diritti umani inoltre, Eni mantiene con gli stakeholder un dialogo costante: si vedano ad esempio le risposte al Business and Human Rights Resource Centre e la valutazione da parte di World Benchmarking Alliance, nell'ambito della cui ultima rilevazione Eni si è collocata al 1° posto (insieme ad un'azienda di altro settore) su tutte le società analizzate.

Eni, considerato anche il draft Report "Minimum Safeguards", conclude di essere in compliance con la clausola di salvaguardia di cui alla lettera "c" dell'art.3 del Regolamento UE sulla Tassonomia.

TEMI MATERIALI PER ENI

L'analisi di materialità è volta all'identificazione dei temi di sostenibilità che sono maggiormente rilevanti per Eni e per i propri stakeholder. I temi materiali sono funzionali all'elaborazione del Piano Strategico – da cui ha origine il processo di definizione dei Management by Objective (MbO) di sostenibilità per tutti i dirigenti – e indirizzano la reportistica. Nel 2022, l'analisi è stata aggiornata sulla base del nuovo Standard GRI che prevede l'identificazione dei temi materiali in funzione degli impatti più significativi – positivi e negativi, attuali e potenziali – generati dall'organizzazione su economia, ambiente e persone, inclusi gli impatti sui diritti umani (cd. prospettiva di Impact Materiality). In aggiunta, in previsione dell'entrata in vigore della nuova Corporate Sustainability Reporting Directive (CSRD), che prevede un approccio di Doppia Materialità, l'analisi ha considerato

anche la prospettiva della Financial Materiality. Quest'ultima richiede l'identificazione anche di quei temi che presentano rischi e opportunità di sostenibilità che influenzano o possono influenzare significativamente i flussi di cassa futuri dell'azienda, con ripercussioni sullo sviluppo, le performance ed il posizionamento nel breve, medio o lungo periodo.

Il processo di materialità di Eni ha previsto le seguenti fasi:

- **Identificazione dei temi rilevanti e dei relativi impatti**, coniugando i risultati dell'analisi di materialità del 2021 con i temi maggiormente significativi per il contesto di riferimento 2022 e il settore di operatività, anche sulla base del nuovo Sector Standard del GRI per l'Oil & Gas;
- **Valutazione dei temi attraverso l'approccio della Doppia Ma-**

TEMA	TREND rispetto al 2021	IMPACT MATERIALITY Impatti positivi
Contrasto al cambiamento climatico SDG: 7 9 12 13 15 17	↑	Riduzione delle emissioni climalteranti con strategie di decarbonizzazione, sviluppo di tecnologie e sensibilizzazione dei consumatori
Sviluppo del capitale umano SDG: 4 5 8 10	↑	Accrescimento delle competenze dei dipendenti e miglioramento delle opportunità di carriera attraverso formazione continua
Diversità, inclusione e work-life balance SDG: 3 4 5 8 10	↓	Aumento del benessere dei lavoratori grazie ad adeguati piani di welfare e tutela delle pari opportunità
Salute e sicurezza dei lavoratori SDG: 2 3 6 8	↓	Attività di formazione e sensibilizzazione su salute e sicurezza; riduzione degli incidenti e degli infortuni grazie all'utilizzo di tecnologie
Asset integrity SDG: 8 9 11 14	↓	Affidabilità del servizio attraverso la corretta manutenzione e il costante monitoraggio dell'integrità delle infrastrutture e degli asset
Riduzione degli impatti ambientali SDG: 3 6 9 11 12 14 15	↑	Creazione di nuovi habitat naturali attraverso l'utilizzo di strutture dismesse, progetti di salvaguardia dei territori, ripristino/bonifica dei terreni e conservazione delle foreste
Economia circolare SDG: 6 12 14 15	↑	Riduzione dell'utilizzo delle risorse naturali grazie all'impiego di pratiche e processi aziendali volti al riciclo e al recupero
Tutela dei diritti umani SDG: 1 2 3 8 10 16	↑	Tutela e rispetto dei diritti umani grazie ad attività di due diligence sulle attività aziendali e su quelle di fornitori e partner commerciali
Gestione responsabile della catena di fornitura SDG: 3 5 7 8 9 10 12 13 16 17	↓	Diffusione di principi di sostenibilità ambientale e sociale grazie al coinvolgimento dei fornitori e dei partner della filiera
Relazioni con i clienti SDG: 7 12 16	↑	Promozione di relazioni solide con i clienti grazie al coinvolgimento, all'ascolto e al customer care
Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale SDG: 16 17	↓	Contrasto alla diffusione di pratiche illecite con presidi e formazione in ambito anti-corruzione, creazione di valore economico nei territori di presenza con investimenti, pagamento di tasse e royalties
Chiusura e ripristino SDG: 4 8 11 14 15	New	Riutilizzo delle strutture, dei materiali e degli stabilimenti dismessi a beneficio delle comunità locali e dell'economia circolare
Sviluppo locale SDG: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 13 15 17	↓	Sviluppo delle comunità e del tessuto imprenditoriale locale grazie ad iniziative in vari settori di intervento e anche grazie a partnership e accordi commerciali con fornitori locali
Accesso all'energia SDG: 7 13	↓	Realizzazione di infrastrutture e miglioramento della qualità del servizio nelle zone remote
Innovazione SDG: 7 9 12 13	↑	Iniziative di innovazione e di trasformazione coinvolgendo anche le aziende della filiera e i partner
Digitalizzazione e Cyber Security SDG: 9 13 16	–	Miglioramento della sicurezza informatica nei Paesi di presenza tramite collaborazioni con istituzioni e aziende

terialità: (i) prospettiva di Impact Materiality - sottoponendo un questionario a stakeholder interni ed esterni per valutare l'importanza dei temi in base alla significatività degli impatti e alla loro probabilità di accadimento (per approfondimenti sulle categorie di stakeholder intervistati e le risultanze si veda "Attività di stakeholder engagement" a pagg. xx.); e (ii) prospettiva di Financial Materiality - considerando i risultati del processo di valutazione dei rischi del Risk Management Integrato (per approfondimenti si veda "Risk Management Integrato" a pagg. xx e "Principali Rischi ESG" a pagg. xxx.);

- **Prioritizzazione dei temi** attraverso la combinazione degli esiti delle due valutazioni. I temi sottoposti a valutazione, risultati tutti materiali, sono stati suddivisi in 3 differenti livelli di significatività;
- **Condivisione dei risultati** dell'analisi di materialità con il Comitato

Controllo e Rischi, il Comitato Sostenibilità e Scenari e il CdA, che ha successivamente approvato la DNF nella sua interezza.

In virtù delle evoluzioni del contesto, i risultati dell'analisi mostrano un certo dinamismo nel tempo sia a livello di significatività sia per l'accorpamento⁶⁷ o l'introduzione di nuovi temi. Tra i nuovi si segnala "Chiusura e ripristino" emerso dal Sector Standard GRI e "Sicurezza e indipendenza energetica" come tema emergente dai questionari e dall'ascolto dei social media.

Nella tabella si evidenziano i risultati delle due materialità; sono riportati anche alcuni impatti positivi e negativi attuali/potenziali a titolo esemplificativo e non esaustivo ed il trend rispetto all'esercizio dello scorso anno.

Impatti negativi	Significatività	FINANCIAL MATERIALITY Significatività
Emissioni climalteranti nello svolgimento delle proprie attività o lungo la catena del valore	■ ■ ■	■ ■ ■
Formazione inadeguata dei dipendenti, non rispetto delle norme contrattuali, della libertà di associazione e contrattazione collettiva, precarietà del posto di lavoro	■ ■ ■	■ ■ ■
Peggioramento del benessere dei lavoratori e delle proprie famiglie e casi di discriminazione	■ ■ ■	■ ■ ■
Infortuni e/o malattie professionali e/o danni alla salute dovuti a mancata compliance delle normative, guasti e/o malfunzionamento di strutture e asset aziendali, esposizione a sostanze pericolose, ecc.	■ ■ ■	■ ■ ■
Interruzioni delle attività economiche causate da guasti alle infrastrutture e agli asset	■ ■ ■	■ ■ ■
Danni ambientali, perdita di biodiversità e aumento del rischio di siccità	■ ■ ■	■ ■ ■
	■ ■ ■	■ ■ ■
Violazione dei diritti umani dei lavoratori, delle comunità locali e delle popolazioni indigene	■ ■ ■	■ ■ ■
Violazione dei diritti dei lavoratori e impatti ambientali negativi dei fornitori a causa del mancato monitoraggio da parte di Eni	■ ■ ■	■ ■ ■
Interruzione del servizio offerto (es. fornitura energetica) ai clienti per cause riconducibili ad Eni	■ ■ ■	■ ■ ■
Episodi di corruzione e condotta illecita con possibili ripercussioni economiche su mercati e imprese causati anche da pratiche di evasione fiscale, monopolistiche e di lobbying	■ ■ ■	■ ■ ■
Perdita di posti di lavoro e mancato aggiornamento delle competenze dei dipendenti per la chiusura di stabilimenti o siti	■ ■ ■	■ ■ ■
Violazioni dei diritti e del benessere delle comunità e reinsediamenti involontari; non equa compensazione e sfruttamento delle risorse naturali ai danni delle comunità locali	■ ■ ■	■ ■ ■
Dispersioni ed inefficienze della rete di distribuzione con effetti su comunità e ambiente	■ ■ ■	■ ■ ■
	■ ■ ■	■ ■ ■
Perdita di dati e informazioni sensibili di dipendenti, clienti, partner, etc.	■ ■ ■	■ ■ ■

(67) Rispetto alla precedente analisi, nel 2022 tre temi sono stati accorpati in temi già esistenti: "Tecnologie low carbon" con "Contrasto al cambiamento climatico", "Biodiversità" con "Riduzione degli impatti ambientali" e "Local content" con "Sviluppo Locale".

PRINCIPI E CRITERI DI REPORTING

Standard, linee guida e raccomandazioni. La Dichiarazione consolidata di carattere Non Finanziario è stata predisposta in conformità al D.Lgs. 254/2016 che recepisce la Direttiva Europea sulle Non-Financial Information, e ai “Sustainability Reporting Standards”, pubblicati dal Global Reporting Initiative (GRI Standards) ed è stata sottoposta ad esame limitato dalla Società indipendente, revisore anche del bilancio consolidato al 31 dicembre 2022. Tutti gli indicatori GRI, riportati nel Content Index, fanno riferimento alla versione dei GRI Standard pubblicata nel 2016, ad eccezione di quelli degli: (i) “Standard 403: Occupational Health and Safety”, (ii) “Standard 303: Water and Effluents” – che fanno riferimento all’edizione 2018 –, (iii) “Standard 207: Tax” del 2019 e (iv) “Standard 306: Waste” del 2020. Inoltre si è tenuto in considerazione l’aggiornamento dei nuovi standard GRI Universale e Sector Standard Oil & Gas pubblicati nel 2021 e obbligatorio a partire da quest’anno. Inoltre, le raccomandazioni segnalate dall’ESMA (Autorità europea degli strumenti finanziari e dei mercati) in materia di rendicontazione non finanziaria sono state recepite sia all’interno della DNF sia nella Relazione sulla gestione, nonché il set di metriche “Core” definite dal WEF nel White Paper “Measuring Stakeholder Capitalism - Towards Common Metrics and Consistent Reporting of Sustainable Value Creation” di settembre 2020. La Dichiarazione include le informazioni richieste dall’art. 8 del Regolamento (UE) 2020/852 del 18 giugno 2020 (cd. “Regolamento Tassonomia”) e dei Regolamenti delegati (UE) 2021/2178 e (UE) 2021/2139 ad esso collegati. L’esame limitato svolto dalla Società di revisione (PwC SpA) sulla DNF non si estende alle informazioni, fornite ai sensi del Regolamento Tassonomia, contenute nel paragrafo dedicato (pagg. XX).

Indicatori di performance. I KPI sono selezionati in base ai temi individuati come più significativi a valle di un’analisi di materialità e sono raccolti su base annuale secondo il perimetro di consolidamento dell’anno di riferimento e si riferiscono al periodo 2020-2022. In generale, i trend relativi ai dati e agli indicatori di performance sono calcolati utilizzando anche cifre decimali non riportate nel documento. I dati relativi all’anno 2022 costituiscono la migliore stima possibile con i dati disponibili al momento della redazione del presente prospetto. I dati sono anche soggetti a revisione e approvazione da parte degli organi competenti e del CdA. Inoltre, è possibile che alcuni dati pubblicati negli anni precedenti siano oggetto di riesposizione nella presente edizione per una delle seguenti cause: affinamento/cambio delle metodologie di stima o calcolo, modifiche significative del perimetro di consolidamento o qualora si rendessero disponibili informazioni significative aggiornate, eventuali errori di calcolo e perimetro. Nel caso in cui una ri-

esposizione dovesse essere effettuata, le relative motivazioni sono oggetto di appropriata disclosure nel testo. La maggior parte dei KPI presentati sono raccolti ed aggregati automaticamente attraverso l’utilizzo di software aziendali specifici per area tematica. Tali dati vengono inviati ad una piattaforma dedicata a salvare e storicizzare tutti i dati pubblicati da Eni nella Dichiarazione non Finanziaria: questo sistema permette anche di tracciare il controllo e l’approvazione di tali dati da parte dei propri Process Owner.

Perimetro. Il perimetro degli indicatori di performance è allineato con gli obiettivi prefissati dalla Società e rappresenta i potenziali impatti delle attività di cui Eni ha la gestione. In particolare:

- (i) per i KPI relativi a sicurezza, ambiente e clima, il perimetro è costituito, oltre che dalle società controllate da Eni SpA, anche dalle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate riportate in nota⁶⁸;
- (ii) il perimetro relativo ai KPI afferenti alla salute, è esteso anche alle società in joint operation, a controllo congiunto o collegate in cui Eni ha il controllo delle operazioni (con la sola eccezione dei dati relativi alle denunce di malattia professionale, incluso l’indice OIFR, che si riferiscono alle sole società consolidate);
- (iii) relativamente ai dati riferiti alla formazione anti-corruzione il perimetro include Eni SpA e le società controllate;
- (iv) relativamente ai dati riferiti agli investimenti per lo sviluppo locale il perimetro include Eni SpA, società controllate e a controllo congiunto;
- (v) il perimetro riferito ai dati afferenti ai fascicoli di segnalazione comprende Eni SpA e le società controllate;
- (vi) infine, il perimetro dei dati relativi agli interventi di audit con verifiche anticorruzione si riferisce a Eni SpA, le società controllate direttamente o indirettamente (escluse le società quotate dotate di un proprio presidio di internal audit), le società partecipate, in virtù di specifici accordi e le terze parti considerate a maggior rischio, ove previsto nei relativi contratti stipulati con Eni.

I commenti alle performance si riferiscono a tali perimetri. Inoltre, a questi indicatori di performance è affiancata una vista addizionale solamente relativa al 2022 in cui si presentano i dati delle società consolidate integralmente. Si segnala che, dove non diversamente specificato, i dati riportati non includono Fin-Project. Per quanto concerne tutti gli altri KPI/dati il perimetro, coerentemente con la normativa di riferimento, coincide con le società consolidate integralmente ai fini della predisposizione del bilancio consolidato dal Gruppo Eni.

(68) Oltre alle società consolidate integralmente, il perimetro include le seguenti società: Mozambique Rovuma Venture S.p.A.; Agiba Petroleum Co.; Cardon IV SA; Eni Iran BV; Eni Mozambique Engineering Ltd; Eni South Africa BV; Groupment Sonatrach-Eni; Karachaganak Petroleum Operating BV; Mellitah Oil & Gas BV; LLC “EniEnerghia”; Petrobel Belayim Petroleum Co.; Eni Gas Transport Services Srl; DLNG Service SAE; Société énergies renouvelables Eni-Etap (Seree); Costiero Gas Livorno SpA; SeaPad S.p.A.; Servizio Fondo Bimbale Metano SpA; Società Oleodotti Meridionali - SOM S.p.A.; Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV; Esacontrol SA; Oléoduc du Rhone SA; LLC “Eni-Nefto”; Tecnoesa SA; Brindisi Servizi Generali S. c. a r. l. (BSG); Ravenna Servizi Industriali S.c.p.A. (RSI); Servizi Porto Marghera S.c. a r. l. (SPM); Versalis Pacific (India) Private Limited; Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA; Oleodotto del Reno SA; Società Enipower Ferrara Srl - Ferrara; EniProgetti Egypt Ltd; Eniverse Ventures Srl.

KPI	METODOLOGIA

CAMBIAMENTO CLIMATICO

EMISSIONI GHG

Scope 1: le emissioni di GHG dirette sono quelle derivanti dalle sorgenti riconducibili agli asset della compagnia (es. combustione, flaring, fuggitive e venting), e comprendono i CO₂, CH₄ e N₂O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO₂ equivalente è 25 per il CH₄ e 298 per l'N₂O. Non comprende i contributi di emissioni di CO₂ di origine biogenica.

Scope 2: sono le emissioni di GHG indirette relative alla generazione di energia elettrica, vapore e calore acquistati da terzi e destinati al consumo interno e comprendono i CO₂, CH₄ e N₂O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO₂ equivalente è 25 per il CH₄ e 298 per l'N₂O. Non comprende i contributi di emissioni di CO₂ di origine biogenica. Sono rendicontate secondo approccio "location based" (è in corso la raccolta delle informazioni specifiche sui contratti di fornitura al fine di costruire anche la vista "market-based").

Scope 3: emissioni di GHG indirette associate alla catena del valore dei prodotti Eni che prevedono un'analisi per categoria di attività. Nell'ambito del settore Oil & Gas, la categoria più rilevante è quella legata all'utilizzo dei prodotti energetici (cd. end-use) che Eni rendiconta utilizzando metodologie consolidate a livello internazionale (GHG Protocol e IPIECA) sulla base della produzione upstream. Le emissioni comprendono i CO₂, CH₄ e N₂O; il Global Warming Potential utilizzato per la conversione in CO₂ equivalente è 25 per il CH₄ e 298 per l'N₂O. Poiché l'indicatore si riferisce alla produzione equity O&G Upstream, le emissioni non comprendono i contributi di emissioni di CO₂ di origine biogenica.

INTENSITÀ DI EMISSIONI

Gli indicatori includono le emissioni di GHG dirette (Scope 1) che sono derivanti dagli asset operati da Eni, comprendono CO₂, CH₄ e N₂O e sono contabilizzate al 100%.

- Upstream: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti da attività di sviluppo e produzione di idrocarburi. Il denominatore fa riferimento alla produzione lorda di idrocarburi operata.
- R&M: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalle raffinerie tradizionali e bioraffinerie. Il denominatore fa riferimento alle quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorati).
- Enipower: indicatore focalizzato sulle emissioni derivanti dalla produzione di elettricità e vapore delle centrali termoelettriche. Il denominatore fa riferimento all'energia elettrica equivalente prodotta (ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano).
- Intensità emissiva di metano upstream: calcolata come rapporto tra le emissioni dirette di metano espresse in m³ di CH₄ e la produzione venduta di gas naturale degli asset operati upstream.

EFFICIENZA OPERATIVA

L'efficienza operativa esprime l'intensità delle emissioni GHG (Scope 1 e Scope 2 espresse in tonCO₂eq.) dei principali asset industriali operati da Eni rispetto alla produzione (convertita per omogeneità in barili di olio equivalente utilizzando i fattori di conversione medi Eni) nei singoli business di riferimento, misurandone quindi il grado di efficienza operativa in un contesto di decarbonizzazione. In particolare si specifica che:

- Upstream: inclusi gli impianti di produzione di idrocarburi e di energia elettrica;
- R&M: incluse solo le raffinerie;
- Chimica: inclusi tutti gli stabilimenti;
- Enipower: incluse le centrali ad esclusione dell'impianto di cogenerazione di Bolgiano.

A differenza degli altri indici di intensità emissiva che si riferiscono alle singole aree di business e che considerano le sole emissioni di GHG Scope 1, l'indice di efficienza operativa misura sinteticamente l'impegno di Eni per la riduzione dell'intensità emissiva GHG, includendo anche le emissioni Scope 2.

INTENSITÀ ENERGETICA

L'indice di intensità energetica della raffinazione rappresenta il valore complessivo dell'energia effettivamente utilizzata in un determinato anno nei vari impianti di processo delle raffinerie, rapportato al corrispondente valore determinato in base a consumi standard predefiniti per ciascun impianto di processo. Per confrontare negli anni i dati è stato considerato come riferimento (100%) il dato relativo al 2009. Per gli altri settori l'indice rappresenta il rapporto tra i consumi energetici significativi associati agli impianti operati e le relative produzioni.

NET CARBON FOOTPRINT

Net carbon footprint Eni: l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 delle attività operate da Eni o da terzi, contabilizzate in quota equity e al netto degli offset, principalmente da Natural Climate Solutions, intervenuti nell'anno di riferimento.

Net carbon footprint upstream: l'indicatore considera le emissioni GHG Scope 1+2 delle attività di sviluppo e produzione di idrocarburi operate e non operate da Eni contabilizzate su base equity (revenue interest) e al netto degli offset, principalmente da Natural Climate Solutions, intervenuti nell'anno di riferimento.

NET GHG LIFECYCLE EMISSIONS

L'indicatore fa riferimento alle emissioni GHG Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo sia quelli derivanti da produzioni proprie, che quelli acquistati da terzi, contabilizzate su base equity al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions. A differenza delle emissioni Scope 3 (end-use), che Eni rendiconta in base alla produzione Upstream, l'indicatore Net GHG Lifecycle Emissions ha un dominio di riferimento molto più ampio, rappresentando le emissioni Scope 1, 2 e Scope 3 riferite alle intere filiere dei prodotti energetici venduti da Eni, includendo anche le emissioni scope 3 end-use associate al gas acquistato da terzi e ai prodotti petroliferi venduti da Eni.

NET CARBON INTENSITY

L'indicatore, contabilizzato su base equity, è espresso come rapporto tra le emissioni GHG assolute nette a ciclo di vita (si veda Net GHG Lifecycle Emissions) e il contenuto energetico dei prodotti venduti da Eni.

KPI	METODOLOGIA
CAPACITÀ INSTALLATA DA RINNOVABILI	L'indicatore misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion" che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.
ENERGIA CONSUMATA	Il bilancio dei consumi energetici Eni viene calcolato come segue: (i) ciascuno dei vettori energetici viene convertito in milioni di giga Joule (unità di misura comune) secondo gli opportuni fattori di conversione indicati a livello di sito/società; (ii) per ciascun vettore energetico viene quindi calcolato il consumo Eni come somma dei valori di produzione e import da società esterne al perimetro di consolidamento Eni, a cui vengono poi sottratti i valori di export a società esterne al perimetro di consolidamento Eni (ai fini del calcolo del bilancio energetico Eni, il consolidamento dei dati avviene escludendo gli scambi interni tra siti/società del gruppo); (iii) la somma in milioni di giga Joule dei consumi di tutti i singoli vettori energetici rappresenta il bilancio energetico Eni. In particolare, i parametri considerati sono: (i) Consumo totale di energia (con il di cui relativo a consumo di fonti primarie, energia primaria acquistata da terzi (energia elettrica, vapore e calore diretto di processo) e consumo di idrogeno); (ii) Consumo di energia da fonti rinnovabili; (iii) Vendita di energia elettrica; (iv) Vendita di calore e vapore.
PERSONE, SALUTE E SICUREZZA	
LAVORATORI NON DIPENDENTI	In merito ai lavoratori non dipendenti il cui lavoro è controllato dall'organizzazione è stato considerato il personale somministrato in Italia e all'estero.
RELAZIONI INDUSTRIALI	In merito alle relazioni industriali, il periodo minimo di preavviso per modifiche operative è in linea con quanto previsto dalle leggi vigenti e dagli accordi sindacali sottoscritti nei singoli Paesi in cui Eni opera. Dipendenti Coperti da Contrattazione collettiva: si intendono quei dipendenti il cui rapporto di lavoro è regolato da contratti o accordi di tipo collettivo, siano essi nazionali, di categoria, aziendali o di sito. Questo è l'unico KPI dedicato alle persone che considera i dipendenti a ruolo (società con cui il dipendente stipula il contratto di assunzione). Tutti gli altri, compresi gli indicatori sulla formazione, sono calcolati secondo il metodo dell'utilizzo (società dove è prestata effettivamente l'attività lavorativa). Si segnala che, utilizzando questo secondo metodo, le due dimensioni (società di ruolo e servizio) potrebbero coincidere.
REMUNERAZIONE	Gender Pay Raw: Il pay ratio raw è calcolato come rapporto tra la remunerazione media della popolazione femminile e la remunerazione media di quella maschile per la singola qualifica e per la popolazione complessiva. Variazione della retribuzione dell'AD/DG e della mediana dipendenti: Variazione percentuale rispetto all'anno precedente della retribuzione complessiva dell'AD/DG e della mediana dei dipendenti Italia ed estero. La sede operativa significativa è costituita dall'Italia, sede dell'headquarter.
ANZIANITÀ LAVORATIVA	Numero medio degli anni lavorati dal personale dipendente presso Eni e controllate.
CONGEDO PARENTALE	Il tasso di rientro relativo al congedo parentale è calcolato attraverso il rapporto tra il numero delle persone che sono rientrate dal congedo parentale dopo averne usufruito e il numero delle persone che hanno usufruito del congedo parentale all'interno dell'anno 2022.
ORE DI FORMAZIONE	Ore fruite dai dipendenti di Eni SpA e società controllate nei percorsi formativi gestiti e realizzati da Eni Corporate University (aula e distanza) e nelle attività realizzate dalle unità organizzative delle aree di Business/Società di Eni in autonomia, anche in modalità training on the job. Le ore medie di formazione sono calcolate come ore di formazione totali diviso il numero medio di dipendenti nell'anno.
DIRIGENTI E QUADRI LOCALI ALL'ESTERO	Rapporto tra numero di dirigenti + quadri locali (dipendenti originari del Paese nel quale ha sede la loro principale attività lavorativa) su totale occupazione estero.
TASSO DI TURNOVER	Rapporto tra il numero delle assunzioni + risoluzioni dei contratti a tempo indeterminato e l'occupazione a ruolo a tempo indeterminato dell'anno precedente.
SICUREZZA	Eni si avvale di un numero elevato di contrattisti per lo svolgimento delle attività all'interno dei propri siti. TRIR: indice di frequenza di infortuni totali registrabili (infortuni con giorni di assenza, trattamenti medici e casi di limitazione al lavoro). Numeratore: numero di infortuni totali registrabili; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. Indice di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze: infortuni sul lavoro con giorni di assenza superiori a 180 giorni o che comportano una inabilità totale o permanente. Numeratore: numero di infortuni sul lavoro con gravi conseguenze; denominatore: ore lavorate nello stesso periodo. Risultato del rapporto moltiplicato per 1.000.000. Near miss: evento incidentale la cui origine, svolgimento ed effetto potenziale sono di natura incidentale, differenziandosi però da un incidente solo in quanto l'esito non si è rilevato dannoso, grazie a concomitanze favorevoli e fortunate o all'intervento mitigativo di sistemi tecnici e/o organizzativi di protezione. Vanno pertanto considerati near miss quegli eventi incidentali che non si siano trasformati in danni o infortuni. Per la valutazione dei KPI infortunistici, oltre allo standard GRI, Eni recepisce ed integra, attraverso le proprie procedure interne, le linee guida IOGP in materia di work-relatedness event tenendo in considerazione anche il rischio Paese. Incidente di sicurezza di processo: perdita di contenimento primario (rilascio non pianificato o non controllato di qualsiasi materiale, inclusi materiali non tossici ed infiammabili) da un "processo". Gli incidenti di sicurezza di processo sono classificati, in funzione della gravità, in Tier 1 (più gravi), Tier 2, Tier 3.1 (meno gravi).

KPI	METODOLOGIA
SALUTE	Numero di denunce di malattia professionale presentate da eredi: indicatore utilizzato come proxy del numero di decessi dovuti a malattie professionali. Casi registrabili di malattie professionali: numero di denunce di malattia professionale. Tipologie principali di malattie: le denunce di sospetta malattia professionale rese note al datore di lavoro riguardano patologie che possono avere un nesso causale con il rischio lavorativo, in quanto possono essere state contratte nell'esercizio e a causa delle attività lavorative con un'esposizione prolungata ad agenti di rischio presenti negli ambienti di lavoro. Il rischio può essere provocato dalla lavorazione svolta, oppure dall'ambiente in cui la lavorazione stessa si svolge. I principali agenti di rischio dalla cui esposizione prolungata può derivare una malattia professionale sono: (i) agenti chimici (es. di malattia: neoplasie, malattie del sistema respiratorio, malattie del sangue); (ii) agenti biologici (es. di malattia: malaria); (iii) agenti fisici (es. di malattia: ipoacusia).
AMBIENTE	
BIODIVERSITÀ	Numero di siti in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA): siti operativi in Italia e all'estero, che si trovano dentro (o parzialmente dentro) i confini di una o più aree protette o KBA (a dicembre di ogni anno di riferimento). Numero di siti "adiacenti" ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA): siti operativi in Italia e all'estero che, pur trovandosi fuori dai confini di aree protette o KBA, sono ad una distanza inferiore a 1 km (a dicembre di ogni anno di riferimento). Numero di concessioni Upstream in sovrapposizione ad aree protette e a Key Biodiversity Areas (KBA), con attività nell'area di sovrapposizione: concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano all'interno della zona di intersezione. Numero di concessioni Upstream in sovrapposizione ad aree protette o Key Biodiversity Areas (KBA), senza attività nell'area di sovrapposizione: concessioni attive nazionali e internazionali, operate, in fase di sviluppo o di produzione, presenti nei database aziendali a giugno di ogni anno di riferimento che si sovrappongono ad una o più aree protette o KBA, in cui operazioni in sviluppo/produzione (pozzi, sealine, pipeline e impianti onshore e offshore come documentati nel geodatabase GIS aziendale) si trovano al di fuori della zona di intersezione. Le fonti utilizzate per il censimento delle aree protette e delle KBA sono rispettivamente il "World Database on Protected Areas" e il "World Database of Key Biodiversity Areas", dati messi a disposizione di Eni nel quadro dell'adesione alla Proteus Partnership di UNEP-WCMC (UN Environment Programme – World Conservation Monitoring Center). Ci sono alcune limitazioni da considerare quando si interpretano i risultati di questa analisi: • è riconosciuto a livello globale che esiste una sovrapposizione tra i diversi database delle aree protette e delle KBA, che può aver portato ad un certo grado di duplicazione nell'analisi (alcune aree protette/KBA potrebbero essere contate più volte); • i database delle aree protette o prioritarie per la biodiversità utilizzati per l'analisi, pur rappresentando le informazioni più aggiornate disponibili a livello globale, potrebbero non essere completi per ogni Paese. Impatti significativi di attività, prodotti e servizi sulla biodiversità: i potenziali impatti possono variare in base alla complessità di ciascun progetto, dal valore dell'ambiente naturale e dal contesto sociale in cui le attività si inseriscono. Tra gli impatti più significativi, per tutte le tipologie di asset Eni, ci sono quelli connessi al cambiamento dell'uso del suolo (o del mare), dovuti alla presenza fisica degli impianti e delle infrastrutture, che possono determinare rimozione, degrado o frammentazione degli habitat con conseguenze sulle specie. Tra i possibili impatti delle attività dei settori upstream, raffinazione e petrochimico, si citano il degrado di habitat e la perdita di biodiversità dovuti a: pressione sulla disponibilità di acqua dolce; degrado della qualità dell'acqua, dell'aria e del suolo; contaminazione e inquinamento dovuti ad eventi accidentali (es. spill e leakage); emissioni clima-alteranti che contribuiscono al cambiamento climatico con effetti diretti e indiretti sulla natura (ad es. anticipi nelle fioriture delle piante e alterazioni sul periodo riproduttivo di alcune specie animali, migrazione dei biomi a diverse latitudini e altitudini, sbiancamento dei coralli). Per le attività connesse alle rinnovabili oltre agli impatti dovuti all'occupazione di suolo e mare, si citano potenziali impatti su uccelli e pipistrelli a causa della presenza di turbine e linee di distribuzione. Potenzialmente le turbine eoliche rappresentano un rischio per gruppi di specie particolarmente vulnerabili come i rapaci. Specie elencate nella "Red List" dell'IUCN e negli elenchi nazionali che trovano il proprio habitat nelle aree di operatività dell'organizzazione: la fonte del dato è il database "IUCN Red List Spatial Data" che contiene valutazioni globali sulle specie per gruppi tassonomici. I dati spaziali della distribuzione delle specie sono scaricati in formato shapefile ESRI nel loro ultimo aggiornamento dal database e caricati nei sistemi ARCGIS di Eni dove viene verificato il numero totale di specie che trovano il proprio habitat nelle aree di attività dell'organizzazione, classificate secondo il livello di rischio di estinzione: in pericolo critico, in pericolo, vulnerabile, quasi minacciata, minor preoccupazione. Le specie di categoria "Data Deficient", sono specie con mancanza di dati per le quali non è possibile attribuire una categoria di rischio. Nell'interpretare i dati è importante segnalare che l'analisi è soggetta alle limitazioni intrinseche associate alla mappatura globale delle specie ed è sensibile agli aggiornamenti periodici del database, in quanto ogni anno viene mappato un numero crescente di specie.

KPI	METODOLOGIA
RISORSA IDRICA	Prelievi idrici: somma dell'acqua di mare prelevata, dell'acqua dolce prelevata e dell'acqua salmastra proveniente da sottosuolo o superficie. L'acqua da TAF rappresenta la quota di acqua di falda inquinata trattata e riutilizzata nel ciclo produttivo. Il limite per acqua dolce, più conservativo rispetto a quello indicato dallo standard GRI di riferimento (pari a 1.000 ppm), è pari a 2000 ppm di TDS, così come previsto nella guida IPIECA/API/IOGP 2020. Scarichi idrici: Le procedure interne relative alla gestione operativa degli scarichi idrici disciplinano il controllo degli standard minimi di qualità e dei limiti autorizzativi prescritti per ciascun sito operativo, assicurandone il rispetto ed una tempestiva risoluzione in caso di loro superamento. Acqua di mare: acqua con contenuto di solidi disciolti totali (TDS) superiore o uguale a 30.000 mg. Acqua salmastra: acqua con contenuto di solidi disciolti totali (TDS) compreso tra i 2.000 mg/l e i 30.000 mg/l. Acqua dolce: acqua con contenuto massimo di solidi disciolti totali (TDS) pari a 2.000 mg.
SPILL	Sversamento da contenimento primario o secondario nell'ambiente di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante l'attività operativa o a seguito di atti di sabotaggio, furto e vandalismo. Per gli oil spill da sabotaggio le tempistiche di chiusura di alcune investigazioni e successiva registrazione del dato possono essere dilatate a causa della durata delle investigazioni stesse.
RIFIUTI	Rifiuti da attività produttiva: rifiuti derivanti da attività produttive, compresi i rifiuti provenienti da attività di perforazione e dai cantieri di costruzione. Rifiuti da attività di bonifica: comprendono i rifiuti derivanti da attività di messa in sicurezza e bonifica del suolo, demolizioni e acque di falda classificate come rifiuto. Il metodo di smaltimento dei rifiuti è comunicato ad Eni dal soggetto autorizzato allo smaltimento. Possibili impatti negativi legati ai rifiuti: perdita di risorse, possibile contaminazione delle matrici ambientali dovuta a una eventuale gestione inappropriata, impatti legati al trasporto e al trattamento presso gli impianti di destino, consumo di suolo legato agli impianti di destino dei rifiuti, ricadute legali e reputazionali connesse alle eventuali contestazioni. Il trattamento dei rifiuti presso impianti terzi fuori sito deriva dall'indisponibilità presso il sito di idonei impianti e/o di requisiti legali per poterlo effettuare; a titolo esemplificativo, all'interno della UE lo svolgimento di operazioni di trattamento dei rifiuti è subordinato al possesso di adeguati titoli autorizzativi. Il peso dei rifiuti prodotti e di quelli conferiti può essere misurato o stimato, a seconda dei casi; la differenza tra i rifiuti prodotti e quelli avviati a recupero/smaltimento può derivare sia da una variazione dei quantitativi in deposito che dal fatto che il peso dei rifiuti prodotti deve essere spesso stimato, mentre quello dei rifiuti conferiti può essere più frequentemente rilevato in uscita dal sito o presso l'impianto di destino. Per rifiuti riciclati/recuperati si intendono i rifiuti non destinati a smaltimento.
TUTELA DELL'ARIA	NO_x: emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Incluse emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Comprese emissioni di NO ed NO₂, escluso N₂O. SO_x: emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. NM VOC: emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti e idrocarburi ossigenati, che evaporano a temperatura ambiente. È incluso il GPL ed escluso il metano. PM: emissioni dirette di materiale solido o liquido finemente suddiviso sospeso in flussi gassosi. Fattori di emissione standard.
DIRITTI UMANI	
CONTRATTI DI SECURITY CON CLAUSOLE SUI DIRITTI UMANI	L'indicatore relativo alla "percentuale di contratti di security con clausole sui diritti umani" si ottiene calcolando il rapporto tra il "Numero dei contratti di vigilanza e portierato di security con clausole sui diritti umani" e il "Numero totale dei contratti di vigilanza e portierato di security".
SEGNALAZIONI	L'indicatore si riferisce ai fascicoli di segnalazione relativi ad Eni SpA e società controllate, chiusi nell'anno ed afferenti i diritti umani; dei fascicoli così individuati, viene riportato il numero di asserzioni distinte per esito dell'istruttoria condotta sui fatti segnalati (fondate, parzialmente fondate, non fondate con adozione di azioni di miglioramento e non fondate/non accertabili/not applicable).
FORNITORI	
FORNITORI OGGETTO DI ASSESSMENT	L'indicatore si riferisce ai processi gestiti dalle società in perimetro; rappresenta tutti i fornitori valutati a fronte di almeno uno dei seguenti processi: Due Diligence reputazionale, processo di qualifica, feedback di valutazione delle performance sulle aree HSE o Compliance, processo di retroazione, assessment su tematiche di diritti umani (ispirato allo standard SA 8000 o certificazione similare). L'indicatore si riferisce quindi a tutti i fornitori per i quali le attività di Vendor Management sono accentrate in Eni SpA (es. tutti i fornitori italiani, mega supplier ed internazionali) e ai fornitori locali di Eni Ghana, Eni US, Eni México S. de RL de CV, IEOC, Eni Australia, Eni Nigeria, Eni Iraq e Eni UK.
NUOVI FORNITORI VALUTATI SECONDO CRITERI SOCIALI	L'indicatore è ricompreso in quello dedicato ai "fornitori oggetto di assessment" e rappresenta tutti i nuovi fornitori sottoposti ad un processo di nuova qualifica.

KPI	METODOLOGIA
TRASPARENZA, LOTTA ALLA CORRUZIONE E STRATEGIA FISCALE	
COUNTRY-BY-COUNTRY REPORT	La disclosure relativa al country by country report è coperta attraverso un rimando all'ultimo documento pubblicato (generalmente l'esercizio precedente a quello di rendicontazione della DNF) riportante le principali informazioni richieste dallo standard GRI di riferimento (207-4).
FORMAZIONE ANTI-CORRUZIONE	E-learning rivolto a risorse in contesto a medio/alto rischio di corruzione. E-learning rivolto a risorse in contesto a basso rischio corruzione. Workshop generale: eventi formativi in aula rivolti al personale in contesto ad alto rischio corruzione. Job specific training: eventi formativi in aula rivolti a specifiche famiglie professionali operanti in contesti ad alto rischio di corruzione.
CONTRIBUTI POLITICI	Come riportato nel Codice Etico, non eroghiamo contributi a partiti, movimenti, comitati e organizzazioni politiche e sindacali e non utilizziamo impropriamente il nome della nostra azienda in interazioni personali con partiti, movimenti e comitati politici.
SVILUPPO LOCALE	
INVESTIMENTI PER LO SVILUPPO LOCALE	L'indicatore si riferisce alla quota Eni della spesa per le iniziative di sviluppo locale realizzati da Eni a favore del territorio per promuovere il miglioramento della qualità della vita e uno sviluppo socio-economico sostenibile delle comunità nei contesti operativi. I potenziali impatti sulle comunità locali possono variare in base alla tipologia e localizzazione di ciascun progetto di business. Di seguito si descrivono quelli relativi alla fase di esplorazione e di sviluppo del business: Impatti negativi legati alle attività esplorative: displacement socio-economico, impatti negativi sulle attività di pesca e sulle attività agricole e turistiche, potenziale danneggiamento di edifici e patrimonio storico, potenziali violazioni standard di lavoro sub contrattisti, compensazione non adeguata degli impatti, impatti sui diritti umani delle popolazioni coinvolte. Impatti negativi legati alle attività di sviluppo del business: displacement socio-economico, resettlement, impatti negativi sulle attività di pesca e sulle attività agricole e turistiche, aumento del costo della vita e dei servizi nelle aree intorno l'impianto, ritardo nell'implementazione dei progetti di sviluppo, distorsione del mercato locale dovuto alle compensazioni e ad un generale incremento del costo della vita, ricadute sociali degli impatti ambientali come rumore, traffico indotto e modificazione del paesaggio, impatti sugli usi e costumi delle popolazioni locali, mancato coinvolgimento nel processo approvativo delle minoranze e degli indigenous people, impatti sui diritti umani delle popolazioni coinvolte, induzione di flussi migratori causati dalle attività di business, impatti sulla salute delle comunità, modifica degli stili di vita delle comunità, potenziale aumento della criminalità, aumentata pressione sui servizi alla popolazione, modifica sulla struttura socio-produttiva locale e potenziale impatto su alcuni servizi essenziali o produzione di beni primari, modifiche al sistema fondiario tradizionale. Minor accesso alle risorse naturali da parte delle comunità.
SPESA VERSO FORNITORI LOCALI	L'indicatore si riferisce alla quota di spesa 2022 verso fornitori locali. La definizione di "spesa verso fornitore locale" è stata declinata secondo le seguenti modalità alternative sulla base delle peculiarità dei Paesi analizzati: 1)"Metodo Equity" (Ghana): la quota di spesa verso fornitori locali è determinata in base alla percentuale di proprietà della struttura societaria (es. per una joint venture con 60% di componente locale, viene considerata come spesa verso fornitore locale il 60% dello speso complessivo verso la joint venture); 2)"Metodo Valuta locale" (Vietnam,UK, Libia, Kazakhstan): viene individuata come spesa verso fornitori locali la quota parte pagata in valuta locale; 3)"Metodo della registrazione nel Paese" (Iraq, Indonesia, Emirati Arabi Uniti, Nigeria, Mozambico,USA, Germania, Algeria, Cipro, Egitto, Costa d'Avorio, Oman, Tunisia, Turkmenistan, Venezuela e Kenya): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione/servizi ausiliari alla perforazione); 4)"Metodo della registrazione nel Paese + Valuta Locale" (Congo, Messico e Australia): viene individuata come locale, la spesa verso fornitori registrati nel Paese e non appartenenti a gruppi internazionali/megasupplier (es. fornitori di servizi di perforazione). Per questi ultimi, si considera come locale la spesa effettuata in valuta locale. I Paesi selezionati sono quelli più rappresentativi per il business di Eni da un punto di vista strategico e nei quali si è registrata un piano degli approvvigionamenti relativo al quadriennio 2022-2025 rilevante rispetto al totale del Gruppo Eni.

CONTENT INDEX

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
PROFILO DELL'ORGANIZZAZIONE				
102-1	Nome dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pag. XX		
102-2	Principali attività, marchi, prodotti e/o servizi	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX		
102-3	Sede principale	Relazione Finanziaria Annuale 2021, retro cover		
102-4	Paesi di operatività	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pag. XX		
102-5	Assetto proprietario e forma legale	Relazione Finanziaria Annuale 2021, retro cover https://www.eni.com/it-IT/chi-siamo/governance.html		
102-6	Mercati serviti	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pag. XX		
102-7	Dimensione dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX		
102-8	Numero di dipendenti per tipo di contratto, regione e genere	DNF, pagg. XX		
102-9	Descrizione della catena di fornitura	DNF, pagg. XX		
102-10	Modifiche significative del Gruppo o della catena di fornitura	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX; XX		
102-11	Modalità di applicazione del principio o approccio prudenziale	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX		
102-12	Adozione di codici e principi esterni	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX		
102-13	Adesione ad associazioni e organizzazioni nazionali e internazionali	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX		
STRATEGIA				
102-14	Dichiarazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX		
102-15	Principali impatti, rischi e opportunità	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX; XX		Risk and opportunity oversight - Integrating risk and opportunity into business process
ETICA E INTEGRITÀ				
102-16	Valori, principi, standard, codici di condotta e codici etici	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX DNF, pagg. XX; XX		Governing purpose - Setting purpose Ethical behavior - Protected ethics advice and reporting mechanisms
GOVERNANCE				
102-18	Struttura di governo dell'organizzazione	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX		
COINVOLGIMENTO DEGLI STAKEHOLDER				
102-40	Elenco degli stakeholder coinvolti	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX		
102-41	Contratti collettivi di lavoro	DNF, pagg. XX		
102-42	Identificazione e selezione degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX		
102-43	Coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX		Stakeholder engagement - Material issues impacting stakeholders
102-44	Aspetti chiave e critiche emerse dal coinvolgimento degli stakeholder	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX		
PRATICHE DI REPORTING				
102-45	Società consolidate	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX DNF, pagg. XX		
102-46	Definizione dei contenuti	DNF, pagg. XX; XX		
102-47	Aspetti materiali identificati	DNF, pagg. XX; XX		Stakeholder engagement - Material issues impacting stakeholders
102-48	Ridefinizione delle informazioni	DNF, pagg. XX; XX; XX		

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
102-49	Cambiamenti significativi di rendicontazione	DNF, pagg. XX; XX		
102-50	Periodo di rendicontazione	DNF, pagg. XX		
102-51	Data di pubblicazione del precedente report	https://www.eni.com/it-IT/investitori/risultati-finanziari-e-rapporti.html		
102-52	Periodicità di rendicontazione	DNF, pagg. XX		
102-53	Contatti per DNF	https://www.eni.com/it-IT/trasformazione.html		
102-54/102-55	Scelta dell'opzione in accordance e Content index	DNF, pagg. XX; XX		
102-56	Attestazione esterna	Relazione Finanziaria Annuale 2021		

CONTRASTO AL CAMBIAMENTO CLIMATICO E TECNOLOGIE LOW CARBON

Riduzione delle emissioni GHG; Rinnovabili; Biocarburanti e Chimica da fonti rinnovabili; Idrogeno; Soluzioni per lo stoccaggio della CO₂; Relazioni con i clienti

Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF¹; clienti - RNEC²) DNF, pagg. XX; XX; XX; XX		
201-2	Implicazioni finanziarie connesse al cambiamento climatico	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX; XX	DNF, pagg. XX	
Emissioni - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (fornitori - RNEF¹; clienti - RNEC²) DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX; XX		Climate change - TCFD implementation
305-1	Emissioni di gas serra dirette (Scope 1)	DNF, pagg. XX; XX		
305-2	Emissioni di gas serra generate da consumi energetici (Scope 2)	DNF, pagg. XX; XX		Climate change - Greenhouse gas (GHG) emissions
305-3	Altre emissioni di gas serra indirette (Scope 3)	DNF, pagg. XX; XX		
305-4	Intensità emissiva	DNF, pagg. XX; XX		
305-5	Riduzione delle emissioni di GHG	DNF, pagg. XX; XX		
305-7	NO _x , SO _x e altre emissioni significative	DNF, pagg. XX; XX		
Energia - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
302-3	Intensità energetica	DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		

PERSONE

Occupazione; Diversità, inclusione e work-life balance; Formazione; Tutela della salute dei lavoratori e delle comunità

Presenza sul mercato - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
202-2	Manager e senior manager locali all'estero	DNF, pagg. XX; XX		
Occupazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
401-1	Assunzioni e risoluzioni	DNF, pagg. XX; XX		Employment and wealth generation - Absolute number and rate of employment
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-4; 403-5; 403-7)		Perimetro: interno DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
403-10	Malattie professionali	DNF, pagg. XX; XX		
Formazione e istruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
404-1	Formazione dei dipendenti	DNF, pagg. XX; XX		Skills for the future - Training provided
404-3	Percentuale di dipendenti che ricevono una valutazione periodica delle performance e dello sviluppo professionale	DNF, pagg. XX		

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
Diversità e pari opportunità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno		Dignity and equality - Pay equality Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti
		DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		Dignity and equality - Wage level Relazione sulla Politica in materia di Remunerazione e sui compensi corrisposti
405-1	Diversità degli organi di governo e dei dipendenti	DNF, pagg. XX		Quality of governing body - Governance body composition
		Relazione sul Governo Societario e gli assetti proprietary, Consiglio di Amministrazione		Dignity and equality - Diversity and inclusion
SICUREZZA Sicurezza delle persone e Asset integrity				
Salute e sicurezza sul lavoro - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 403-1; 403-2; 403-4; 403-5; 403-6; 403-7)		Perimetro: interno ed esterno (fornitori)		
		DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		Health and well being - Health and safety
403-9	Infortuni sul luogo di lavoro	DNF, pagg. XX; XX		Health and well being - Health and safety
RIDUZIONE DEGLI IMPATTI AMBIENTALI Risorsa idrica; Biodiversità; Oil spill; Qualità dell'aria; Bonifiche e rifiuti; Economia Circolare				
Acqua - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3 ; 303-1; 303-2)		Perimetro: interno		
		DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
303-3	Prelievi idrici	DNF, pagg. XX; XX		Freshwater availability - Water consumption and withdrawal in water- stressed areas
303-4	Scarichi idrici	DNF, pagg. XX; XX		
Biodiversità - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno		
		DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
304-1	Operazioni in aree protette o ad alto valore di biodiversità	DNF, pagg. XX; XX		Nature loss - Land use and ecological sensitivity
Rifiuti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 306-1; 306-2)		Perimetro: interno		
		DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
306-3	Rifiuti prodotti	DNF, pagg. XX; XX		
306-4	Rifiuti non destinati a smaltimento	DNF, pagg. XX; XX		
306-5	Rifiuti destinati allo smaltimento	DNF, pagg. XX; XX		
Compliance ambientale - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno		
		DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
307-1	Compliance ambientale	Relazione Finanziaria Annuale 2021, pagg. XX		
DIRITTI UMANI Diritti dei lavoratori e delle comunità locali, Catena di fornitura e Security				
Non discriminazione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF¹)		Dignity and equality - Risk for incidents of child, forced or compulsory labour
		DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
406-1	Incidenti di discriminazione e azioni intraprese	DNF, pagg. XX; XX		
Pratiche di sicurezza - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF¹)		
		DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
410-1	Formazione al personale di security	DNF, pagg. XX; XX		
Valutazione dei diritti umani - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF¹)		
		DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
412-2	Formazione sul tema Diritti Umani	DNF, pagg. XX; XX		
Fornitori e valutazioni sociali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Forze di sicurezza locali e Fornitori - RNEF¹)		
		DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
414-1	Qualifica sociale di nuovi fornitori	DNF, pagg. XX; XX		

Aspetto Materiale/ Disclosure GRI	Descrizione/Disclosure GRI	Sezione e/o numero di pagina	Omission	WEF - Tematiche e metriche Core
INTEGRITÀ NELLA GESTIONE DEL BUSINESS Trasparenza, lotta alla corruzione e strategia fiscale				
Anti corruzione - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Fornitori - RPEF³) DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
205-2	Comunicazione e formazione su politiche anti corruzione	DNF, pagg. XX; XX;		Ethical behaviour - Anti-corruption
205-3	Episodi di corruzione accertati e azioni intraprese	DNF, pagg. XX; XX;		
Tax - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3; 207-1; 207-2; 207-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
207-4	Imposte: Rendicontazione Paese per Paese	DNF, pagg. XX; XX; Per maggiori informazioni si veda la nota 32 del Bilancio consolidato		
ACCESSO ALL'ENERGIA, SVILUPPO LOCALE ATTRAVERSO PARTNERSHIP PUBBLICO-PRIVATE Diversificazione economica; Educazione e formazione; Accesso all'acqua, all'energia e all'igiene; Salute; Protezione e conservazione delle foreste e tutela del territorio; Partnership Pubblico-Private				
Impatti economici indiretti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
203-1	Investimenti infrastrutturali e per lo sviluppo	DNF, pagg. XX; XX;		
Performance economica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. XX; XX; Employment and wealth generation - Financial investment contribution Nel 2021 si sono registrati investimenti al netto delle svalutazioni pari a €5.067 milioni e Share buybacks plus dividend payments pari a €2.763 milioni. Community and social vitality - Total tax paid Eni nel 2021 ha pagato €3.726 milioni di imposte.		
201-1	Valore economico direttamente generato e distribuito	DNF, pagg. XX; XX; Employment and wealth generation - Economic contribution		
Comunità locali - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
413-1	Attività di coinvolgimento delle comunità locali	DNF, pagg. XX; XX;		
LOCAL CONTENT Gestione responsabile della catena di fornitura; Business e valore aggiunto creato nei Paesi di presenza				
Pratiche degli acquisti - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno ed esterno (Fornitori - RNEF¹) DNF, pagg. XX; XX; XX; XX; XX		
204-1	Spesa verso fornitori locali	DNF, pagg. XX; XX;		
DIGITALIZZAZIONE, INNOVAZIONE E CYBER SECURITY				
Innovazione tecnologica - Approccio di gestione (103-1; 103-2; 103-3)		Perimetro: interno pagg. XX; XX; XX; XX; XX Innovation of better products and services - Total R&D expenses DNF, pag. XX		

(1) RNEF = Rendicontazione non estesa ai fornitori.

(2) RNEC = Rendicontazione non estesa ai clienti.

(3) RPEF = Rendicontazione parzialmente estesa ai fornitori.

Altre informazioni

Adesione al Codice italiano pagamenti responsabili

In linea con la policy di trasparenza e correttezza nella gestione dei propri fornitori, Eni SpA ha aderito al Codice Italiano Pagamenti Responsabili che Assolombarda ha istituito nel 2014. Nel 2022 i tempi medi di pagamenti dei fornitori, secondo le previsioni contrattuali, si sono attestati mediamente a 52 giorni.

Art. 15 (già art. 36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017):

condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea. In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2022 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle 12 società controllate: Nigerian Agip Oil Co. Ltd, Eni UK Ltd, Eni Petroleum Co. Inc., Eni Congo SA, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Canada Holding Ltd, Eni Ghana Exploration and Production Ltd, Eni Investments Plc, Eni Lasmo Plc, Eni ULX Ltd, Eni Trading & Shipping Inc., Eni México S. de RL de CV;

- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate

Le regole per la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate adottate dalla Società in linea con i listing standard Consob sono disponibili sul sito internet della Società e nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari 2022.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;
San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo eni.com. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe (Barrel of Oil Equivalent) Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00665.

Capacità installata da rinnovabili Misura la capacità massima degli impianti di generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili in quota Eni (eolica, solare, da moto ondoso e ogni altra fonte non fossile derivante da risorse naturali, escludendo l'energia nucleare). La capacità si definisce installata quando gli impianti sono in esercizio o quando è raggiunta la "mechanical completion" che rappresenta la fase finale di realizzazione dell'impianto ad eccezione della connessione alla rete.

Compounding Attività specializzata nella produzione di semilavorati in forma granulare derivanti dalla combinazione di due o più prodotti chimici.

Conversione Processi di raffinazione che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il cracking, il visbreaking, il coking, la gassificazione dei residui di raffinazione, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio esprime il "grado di conversione della raffinazione"; più esso è elevato, più la raffinazione è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

Emissioni di NO_x (ossidi di azoto) Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.

Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo) Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H₂S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC.

Emissioni GHG Scope 1 Emissioni dirette di GHG derivanti dalle operazioni della Compagnia, prodotte da fonti di proprietà o controllate dalla Compagnia.

Emissioni GHG Scope 2 Emissioni indirette di GHG derivanti dalla generazione di elettricità, vapore e calore acquistato da terze parti e consumate da asset posseduti o controllati dalla Compagnia.

Emissioni GHG Scope 3 Emissioni indirette di GHG associate alla catena del valore dei prodotti Eni.

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (jet fuel), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

Greenhouse Gases (GHG) Gas presenti nell'atmosfera, trasparenti alla radiazione solare, che assorbono le radiazioni infrarosse emesse dalla superficie terrestre. I GHG che interessano le attività di Eni sono: anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O). Le emissioni di GHG sono convenzionalmente riportate in CO₂ equivalente (CO₂eq.) in conformità con i valori del Global Warming Potential, in linea con il quarto Assessment Report dell'IPCC AR4.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

Indice di efficienza operativa Eni Rapporto tra le emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 delle principali attività operate di Eni e le rispettive produzioni, convertite per omogeneità in boe.

Intensità emissiva GHG upstream Rapporto tra il 100% delle emissioni GHG Scope 1 degli asset operati upstream e il 100% della produzione lorda operata (espressa in boe).

Materie prime di seconda e terza generazione Materie prime non in concorrenza con il settore alimentare, a differenza di quelle di prima generazione (oli vegetali). La seconda generazione è costituita principalmente da rifiuti agricoli non alimentari e rifiuti agro-urbani (grassi animali, oli da cucina usati e rifiuti agricoli), quelle di terza generazione sono quelle materie non agricole ad alta innovazione (derivanti da alghe o rifiuti).

Moulding Attività di stampaggio di poliolefine espanse per la produzione di manufatti ultraleggeri.

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come "gasolina naturale" (natural gasoline) o condensati di impianto.

Net GHG Lifecycle Emissions Emissioni GHG Scope 1+2+3 associate alla filiera dei prodotti energetici venduti da Eni, incluse produzioni proprie e acquisti da terzi, contabilizzate su base equity e al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions.

Net Carbon Footprint Emissioni GHG Scope 1 e Scope 2 associate alle operazioni di Eni, contabilizzate su base equity, al netto degli offset principalmente da Natural Climate Solutions.

Net Carbon Intensity Rapporto tra Net absolute GHG lifecycle emissions e il contenuto energetico dei prodotti venduti.

Oil spill Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).

Oilfield chemicals Offerta di soluzioni innovative per la fornitura di prodotti chimici e relativi servizi ausiliari per il settore Oil & Gas.

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/under lifting Gli accordi stipulati tra i partner che regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.

Plasmix Nome collettivo delle diverse materie plastiche che attualmente non hanno utilizzo nel mercato del riciclo e possono essere utilizzate come materia prima nei nuovi business Eni relativi all'economia circolare.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (Infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement (PSA) Tipologia contrattuale vigente nei Paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (Cost Oil) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (Profit Oil) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Riserve Sono le quantità di olio e di gas stimate economicamente producibili, ad una certa data, attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo in accumuli noti. In aggiunta le licenze, i permessi, gli impianti, le strutture di trasporto degli idrocarburi ed il finanziamento del progetto, devono esistere, oppure ci deve essere la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole. Le riserve si distinguono in: (i) riserve sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti; (ii) riserve non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facility e metodi operativi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di olio e gas che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, sono stimate con ragionevole certezza, economicamente producibili da giacimenti noti alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della

stima. Ragionevole certezza significa che esiste un “alto grado di confidenza che le quantità verranno recuperate” cioè che è molto più probabile che lo siano piuttosto che non lo siano. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve essere ragionevolmente certo (chiara volontà manageriale) che inizierà entro un tempo ragionevole.

Ship-or-pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Take-or-pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare, negli anni contrattuali successivi, il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

UN SDG Gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) sono il piano per realizzare un futuro migliore e più sostenibile per tutti entro il 2030. Adottati da tutti gli Stati membri delle Nazioni Unite nel 2015, affrontano le sfide globali che il mondo sta combattendo, comprese quelle legate alla povertà, alla disuguaglianza, al cambiamento climatico, al degrado ambientale, alla pace e alla giustizia. Per ulteriori dettagli consultare il sito <https://unsdg.un.org>

Upstream/downstream Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve certe di fine anno e la produzione dell'anno.

Work-over Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

ABBREVIAZIONI

/a	anno	mgl	migliaia
bbl	barili	mld	miliardi
bbl/g	barili/giorno	mln	milioni
boe	barili di petrolio equivalente	n.	numero
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno	NGL	Natural Gas Liquids
/g	giorno	PCA	Production Concession Agreement
GNL	Gas Naturale Liquefatto	ppm	parti per milione
GPL	Gas di Petrolio Liquefatto	PSA	Production Sharing Agreement
GWh	Gigawattora	tep	tonnellate di petrolio equivalente
km	chilometri	ton	tonnellate
mc	metri cubi	TWh	Terawattora



BILANCIO CONSOLIDATO

[Schemi di bilancio](#)

[Note al bilancio consolidato](#)

[Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC](#)

[Attestazione del management](#)

Stato patrimoniale

		31.12.2022		31.12.2021	
(€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITA'					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6)	10.155	10	8.254	2
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(7)	8.251		6.301	
Altre attività finanziarie	(17)	1.504	16	4.308	53
Crediti commerciali e altri crediti	(8)	20.840	2.427	18.850	1.301
Rimanenze	(9)	7.709		6.072	
Attività per imposte sul reddito	(10)	317		195	
Altre attività	(11) (24)	12.823	341	13.634	492
		61.599		57.614	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(12)	56.332		56.299	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(13)	4.446		4.821	
Attività immateriali	(14)	5.525		4.799	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(9)	1.786		1.053	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(16) (37)	12.092		5.887	
Altre partecipazioni	(16)	1.202		1.294	
Altre attività finanziarie	(17)	1.967	1.631	1.885	1.645
Attività per imposte anticipate	(23)	4.569		2.713	
Attività per imposte sul reddito	(10)	114		108	
Altre attività	(11) (24)	2.271	26	1.029	29
		90.304		79.888	
Attività destinate alla vendita	(25)	264		263	
TOTALE ATTIVITA'		152.167		137.765	
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	4.446	307	2.299	233
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	3.097	36	1.781	21
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	884	35	948	17
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	25.710	3.203	21.720	2.298
Passività per imposte sul reddito	(10)	2.108		648	
Altre passività	(11) (24)	12.473	232	15.756	339
		48.718		43.152	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	19.374	26	23.714	5
Passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	4.067	28	4.389	1
Fondi per rischi e oneri	(21)	15.267		13.593	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	786		819	
Passività per imposte differite	(23)	5.094		4.835	
Passività per imposte sul reddito	(10)	253		374	
Altre passività	(11) (24)	3.270	462	2.246	415
		48.111		49.970	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(25)	108		124	
TOTALE PASSIVITA'		96.937		93.246	
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		23.455		22.750	
Riserve per differenze cambio da conversione		7.586		6.530	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		8.763		6.289	
Azioni proprie		(2.937)		(958)	
Utile (perdita) dell'esercizio		13.887		5.821	
Totale patrimonio netto di Eni		54.759		44.437	
Interessenze di terzi		471		82	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(26)	55.230		44.519	
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		152.167		137.765	

Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2021 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 27 - Altre informazioni.

Conto economico

(€ milioni)	Note	2022		2021		2020	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		132.265	10.872	76.575	3.000	43.987	1.164
Altri ricavi e proventi		1.175	156	1.196	52	960	35
TOTALE RICAVI	(29)	133.440		77.771		44.947	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(30)	(102.282)	(15.327)	(55.549)	(8.644)	(33.551)	(6.595)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(8)	47	(2)	(279)	(6)	(226)	(6)
Costo lavoro	(30)	(3.015)	(18)	(2.888)	(21)	(2.863)	(36)
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	(1.736)	3.306	903	735	(766)	13
Ammortamenti	(12) (13) (14)	(7.205)		(7.063)		(7.304)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	(1.140)		(167)		(3.183)	
Radiazioni	(12) (14)	(599)		(387)		(329)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		17.510		12.341		(3.275)	
Proventi finanziari	(31)	8.450	160	3.723	79	3.531	114
Oneri finanziari	(31)	(9.333)	(164)	(4.216)	(46)	(4.958)	(26)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(31)	(55)		11		31	
Strumenti finanziari derivati	(24) (31)	13	2	(306)		351	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(925)		(788)		(1.045)	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		1.841		(1.091)		(1.733)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		3.623	30	223		75	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(16) (32)	5.464		(868)		(1.658)	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		22.049		10.685		(5.978)	
Imposte sul reddito	(33)	(8.088)		(4.845)		(2.650)	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		13.961		5.840		(8.628)	
Utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni		13.887		5.821		(8.635)	
Interessenze di terzi		74		19		7	
Utile (perdita) per azione (ammontari in € per azione)	(34)						
- semplice		3,96		1,61		(2,42)	
- diluito		3,95		1,60		(2,42)	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2022	2021	2020
Utile (perdita) dell'esercizio		13.961	5.840	(8.628)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	60	119	(16)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)	1	2	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	56	105	24
Effetto fiscale	(26)	(5)	(77)	25
		112	149	33
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)	1.117	2.828	(3.314)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	797	(1.264)	661
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)	(32)	(34)	32
Effetto fiscale	(26)	(237)	372	(192)
		1.645	1.902	(2.813)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		1.757	2.051	(2.780)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		15.718	7.891	(11.408)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio di competenza Eni		15.643	7.872	(11.415)
Interessenze di terzi		75	19	7

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni										
	Note	Capitale sociale	Utile relativo a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
(€ milioni)										
Saldi al 31 dicembre 2021	(26)	4.005	22.750	6.530	6.289	(958)	5.821	44.437	82	44.519
Utile dell'esercizio							13.887	13.887	74	13.961
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)				55			55		55
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				1			1		1
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)				56			56		56
Componenti non riclassificabili a conto economico					112			112		112
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)			1.115	1			1.116	1	1.117
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(26)				560			560		560
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				(32)			(32)		(32)
Componenti riclassificabili a conto economico				1.115	529			1.644	1	1.645
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				1.115	641		13.887	15.643	75	15.718
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(26)						(1.522)	(1.522)		(1.522)
Acconto sul dividendo	(26)		(1.500)					(1.500)		(1.500)
Attribuzione del dividendo di altre società									(60)	(60)
Destinazione utile residuo 2021			4.299				(4.299)			
Versamenti di azionisti terzi									92	92
Acquisto azioni proprie	(26)		(2.400)		2.400	(2.400)		(2.400)		(2.400)
Annullamento azioni proprie	(26)				(400)	400				
Piano Incentivazione a lungo termine	(26) (30)		18		(21)	21		18		18
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)		(138)					(138)		(138)
Variazione interessenze di terzi	(26)		196					196	281	477
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			475		1.979	(1.979)	(5.821)	(5.346)	313	(5.033)
Altre variazioni			230	(59)	(146)			25	1	26
Altri movimenti di patrimonio netto			230	(59)	(146)			25	1	26
Saldi al 31 dicembre 2022	(26)	4.005	23.455	7.586	8.763	(2.937)	13.887	54.759	471	55.230

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

	Note	Patrimonio netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale		
(€ milioni)										
Saldi al 31 dicembre 2020		4.005	34.043	3.895	4.688	(581)	(8.635)	37.415	78	37.493
Utile dell'esercizio							5.821	5.821	19	5.840
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)				42			42		42
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				2			2		2
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)				105			105		105
Componenti non riclassificabili a conto economico					149			149		149
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)			2.828				2.828		2.828
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(26)				(892)			(892)		(892)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				(34)			(34)		(34)
Componenti riclassificabili a conto economico				2.828	(926)			1.902		1.902
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio				2.828	(777)		5.821	7.872	19	7.891
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(26)		429				(1.286)	(857)		(857)
Acconto sul dividendo	(26)		(1.533)					(1.533)		(1.533)
Attribuzione del dividendo di altre società									(5)	(5)
Destinazione perdita residua 2020			(9.921)				9.921			
Acquisto azioni proprie	(26)		(400)		400	(400)		(400)		(400)
Piano Incentivazione a lungo termine	(26) (30)		16		(23)	23		16		16
Incremento di interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate									(11)	(11)
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue	(26)				2.000			2.000		2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)		(61)					(61)		(61)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			(11.470)		2.377	(377)	8.635	(835)	(16)	(851)
Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue			(15)					(15)		(15)
Altre variazioni			192	(193)	1				1	1
Altri movimenti di patrimonio netto			177	(193)	1			(15)	1	(14)
Saldi al 31 dicembre 2021	(26)	4.005	22.750	6.530	6.289	(958)	5.821	44.437	82	44.519

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Eni									
(€ milioni)	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2019	4.005	35.894	7.209	1.564	(981)	148	47.839	61	47.900
Utile (perdita) dell'esercizio						(8.635)	(8.635)	7	(8.628)
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo									
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				9			9		9
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI				24			24		24
Componenti non riclassificabili a conto economico				33			33		33
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			(3.313)	(1)			(3.314)		(3.314)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				469			469		469
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				32			32		32
Componenti riclassificabili a conto economico			(3.313)	500			(2.813)		(2.813)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio			(3.313)	533		(8.635)	(11.415)	7	(11.408)
Attribuzione del dividendo di Eni SpA		1.542				(3.078)	(1.536)		(1.536)
Acconto sul dividendo		(429)					(429)		(429)
Attribuzione del dividendo di altre società								(3)	(3)
Destinazione utile residuo 2019		(2.930)				2.930			
Annullamento azioni proprie				(400)	400				
Piano incentivazione a lungo termine		7					7		7
Incremento di interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate								15	15
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue				3.000			3.000		3.000
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		(1.810)		2.600	400	(148)	1.042	12	1.054
Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue		(25)					(25)		(25)
Altre variazioni		(16)	(1)	(9)			(26)	(2)	(28)
Altri movimenti di patrimonio netto		(41)	(1)	(9)			(51)	(2)	(53)
Saldi al 31 dicembre 2020	4.005	34.043	3.895	4.688	(581)	(8.635)	37.415	78	37.493

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2022	2021	2020
Utile (perdita) dell'esercizio		13.961	5.840	(8.628)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti	(12) (13) (14)	7.205	7.063	7.304
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	1.140	167	3.183
Radiazioni	(12) (14)	599	387	329
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(16) (32)	(1.841)	1.091	1.733
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(524)	(102)	(9)
Dividendi	(32)	(351)	(230)	(150)
Interessi attivi		(159)	(75)	(126)
Interessi passivi		1.033	794	877
Imposte sul reddito	(33)	8.088	4.845	2.650
Altre variazioni		(2.773)	(194)	92
Flusso di cassa del capitale di esercizio		(1.279)	(3.146)	(18)
- rimanenze		(2.528)	(2.033)	1.054
- crediti commerciali		(1.036)	(7.888)	1.316
- debiti commerciali		2.284	7.744	(1.614)
- fondi per rischi e oneri		2.028	(406)	(1.056)
- altre attività e passività		(2.027)	(563)	282
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		39	54	
Dividendi incassati		1.545	857	509
Interessi incassati		116	28	53
Interessi pagati		(851)	(792)	(928)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(8.488)	(3.726)	(2.049)
Flusso di cassa netto da attività operativa		17.460	12.861	4.822
- di cui verso parti correlate	(36)	223	(4.331)	(4.640)
Flusso di cassa degli investimenti		(10.793)	(7.815)	(5.959)
- attività materiali	(12)	(7.700)	(4.950)	(4.407)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(13)	(3)	(2)	
- attività immateriali	(14)	(356)	(284)	(237)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(27)	(1.636)	(1.901)	(109)
- partecipazioni	(16)	(1.675)	(837)	(283)
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(350)	(227)	(166)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		927	386	(757)
Flusso di cassa dei disinvestimenti		2.989	536	216
- attività materiali		149	207	12
- attività immateriali		17	1	
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(27)	(60)	76	
- imposte pagate sulle dismissioni			(35)	
- partecipazioni		1.096	155	16
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		483	141	136
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		1.304	(9)	52
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		786	(4.743)	1.156
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(7.018)	(12.022)	(4.587)
- di cui verso parti correlate	(36)	32	(976)	(1.372)

segue Rendiconto finanziario

(€ milioni)	Note	2022	2021	2020
Assunzione di debiti finanziari non correnti	(19)	130	3.556	5.278
Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(19)	(4.074)	(2.890)	(3.100)
Rimborso di passività per beni in leasing	(13)	(994)	(939)	(869)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(19)	1.375	(910)	937
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(3.009)	(2.358)	(1.965)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(60)	(5)	(3)
Apporti di capitale da azionisti terzi		92		
Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		536	(17)	
Acquisto di azioni proprie	(26)	(2.400)	(400)	
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	(26)		1.985	2.975
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)	(138)	(61)	
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(8.542)	(2.039)	3.253
- di cui verso parti correlate	(36)	(88)	(13)	164
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni		16	52	(69)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		1.916	(1.148)	3.419
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(6)	8.265	9.413	5.994
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio ^(a)	(6)	10.181	8.265	9.413

^(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2022 comprendono €26 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita" (€11 milioni al 31 dicembre 2021).

Informazioni societarie

Eni SpA
Sede legale
Piazzale Enrico Mattei n. 1 - 00144 Roma
Italia
Paese di appartenenza
Italia

Note al bilancio consolidato

1 PRINCIPI CONTABILI, STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito “IFRS” o “principi contabili internazionali”)¹ emanati dall’International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all’art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell’art. 9 del D. Lgs. 38/05². Il bilancio consolidato è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l’eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione di seguito descritti. I principi di consolidamento e i criteri di valutazione di seguito indicati sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2022, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 16 marzo 2023, è sottoposto alla revisione legale da parte della PricewaterhouseCoopers SpA che, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo.

I bilanci delle imprese consolidate e i reporting package per la redazione del bilancio consolidato del Gruppo sono oggetto di verifica da parte di società di revisione; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori, PricewaterhouseCoopers SpA si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro, eccetto quando indicato diversamente.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

L’applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche tenendo conto delle informazioni conosciute al momento della stima. L’utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l’informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l’ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento; i risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell’incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy di seguito riportata. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Stime contabili e giudizi significativi formulati per tener conto degli impatti dei rischi climatici

Gli effetti delle iniziative per limitare i cambiamenti climatici e il potenziale impatto della transizione energetica influenzano le stime contabili e i giudizi significativi formulati dalla Direzione Aziendale per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2022. In particolare, la spinta globale verso un’economia a ridotta intensità emissiva, provvedimenti normativi sempre più restrittivi nei confronti dell’attività Oil & Gas e del consumo degli idrocarburi, schemi di carbon pricing, l’evoluzione tecnologica dei vettori energetici alternativi, nonché i cambiamenti nelle preferenze dei consumatori possono comportare, nel medio-lungo termine, un declino strutturale della domanda degli idrocarburi, un aumento dei costi operativi nonché un maggior rischio di riserve non producibili (cosiddetti stranded asset) per Eni.

¹ Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall’IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).

² I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l’esercizio 2022.

La strategia definita da Eni prevede il raggiungimento della neutralità carbonica delle proprie operations nel 2050, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C; essa si pone, inoltre, dei target intermedi al 2030 e al 2040, sia in termini di riduzione di emissioni assolute che di intensità carbonica. Gli scenari adottati dalla Direzione Aziendale sono costruiti tenendo conto di politiche, normative ed evoluzioni tecnologiche in essere o prevedibili per il futuro e delineano un percorso evolutivo del sistema energetico futuro, sulla base di un quadro economico e demografico, dell'analisi delle policy vigenti e di quelle annunciate e dello stato delle tecnologie, individuando, tra queste, quelle che ragionevolmente potranno raggiungere maturità tecnologica nell'orizzonte considerato. Le variabili di prezzo riflettono, pertanto, la migliore stima da parte del management dei fondamentali dei diversi mercati energetici che incorpora i trend di decarbonizzazione in atto e quelli che prevedibilmente potranno delinearsi e sono oggetto di costante benchmark con le view degli analisti di mercato e dei *peer* dell'industria energetica.

Tali scenari sono alla base di stime e giudizi significativi relativi a: (i) la valutazione dell'intenzione di proseguire i progetti esplorativi; (ii) la verifica della recuperabilità delle attività non correnti e delle esposizioni creditizie verso le National Oil Company; (iii) la definizione delle vite utili e dei valori residui dei fixed asset; (iv) gli impatti sui fondi per rischi e oneri (ad es. anticipo nel timing atteso per il sostenimento dei costi di smantellamento e ripristino siti).

Si rinvia a quanto indicato nella Relazione sulla Gestione – Dichiarazione non finanziaria in merito alle sensitivity analysis operate sul valore delle attività di riferimento considerando gli scenari low carbon indicati da organismi internazionali.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

IMPRESE CONTROLLATE

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle sue imprese controllate, direttamente o indirettamente.

Al riguardo, un investitore controlla un'impresa quando è esposto, o ha diritto a partecipare, alla variabilità dei relativi ritorni economici ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa. Il potere decisionale esiste in presenza di diritti che conferiscono l'effettiva capacità di dirigere le attività rilevanti della partecipata, ossia le attività maggiormente in grado di incidere sui ritorni economici della stessa.

I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato, sulla base di principi contabili uniformi, a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati integralmente nel bilancio consolidato (cd. metodo dell'integrazione globale) apportando le appropriate elisioni dei rapporti intercompany (v. punto "Operazioni intragruppo"); il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto. Le quote del patrimonio netto e del risultato economico di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci degli schemi di bilancio.

Tenuto conto della mancanza di effetti rilevanti³ ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo⁴, sono escluse dal consolidamento secondo il metodo dell'integrazione globale: (i) le società controllate non significative né singolarmente né nel complesso; e (ii) le società controllate che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria. In quest'ultimo caso, l'attività è finanziata pro-quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro-quota

³ In base agli IFRS, un'informazione è rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione od occultamento influenzi le decisioni degli utilizzatori principali del bilancio.

⁴ Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022".

direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria.

In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e il valore di iscrizione della corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo; analogamente, sono rilevati a patrimonio netto di competenza del Gruppo gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo. Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e le corrispondenti attività nette consolidate cedute; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁵. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il nuovo valore di iscrizione della partecipazione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione della partecipazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

INTERESSENZE IN ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO

Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando, per le decisioni relative alle attività rilevanti, è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable right and obligation) relative all'accordo; nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

Le società rappresentate da joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, al costo rettificato per perdite di valore.

Le partecipazioni in joint venture, precedentemente classificate come joint operation, sono rilevate, alla data della modifica della classificazione dell'accordo a controllo congiunto, ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette, precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza Eni.

PARTECIPAZIONI IN IMPRESE COLLEGATE

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle relative scelte finanziarie e gestionali senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

⁵ Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra posta del patrimonio netto.

METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Le partecipazioni in joint venture, in imprese collegate e in imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento sono valutate con il metodo del patrimonio netto.⁶

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto⁷, allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività identificabili della partecipata; l'eventuale eccedenza non allocabile rappresenta il goodwill, non oggetto di rilevazione separata ma incluso nel valore di iscrizione della partecipazione. L'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente, il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione, rettificati per tener conto degli effetti dell'ammortamento e dell'eventuale svalutazione dei maggiori valori attribuiti alle attività della partecipata; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti dell'utile complessivo della partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long term interest), ridotti delle relative expected credit loss (v. oltre) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata. La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long term interest (cd. investimento netto), è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Inoltre, in presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad es. rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità del valore di iscrizione dell'investimento netto risultante dall'applicazione dei criteri sopra indicati è verificata confrontando il valore di iscrizione dell'investimento netto con il relativo valore recuperabile, determinato adottando i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, la partecipazione e il relativo long term interest sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione degli effetti a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta⁸; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁹. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il nuovo valore di iscrizione e pertanto il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

BUSINESS COMBINATION

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle

⁶ Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento, sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.

⁷ Nel caso di passaggio da partecipazione minoritaria a partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, il costo è pari alla somma tra il fair value della quota precedentemente detenuta e il fair value dell'eventuale corrispettivo pagato.

⁸ Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, in quanto qualificata come joint venture o collegata, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.

⁹ Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.

attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il corrispettivo trasferito include anche il fair value delle eventuali attività o passività per corrispettivi potenziali previsti contrattualmente e subordinati al realizzarsi di eventi futuri. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico al momento del relativo sostenimento.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi identificabili dell'attivo e del passivo patrimoniale il loro fair value¹⁰, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza tra il corrispettivo pagato e il fair value delle attività nette acquisite, se positiva, è iscritta nell'attivo come "avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method). Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico.

Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

L'acquisizione di interessenze in una joint operation che rappresenta un business è rilevata, per gli aspetti applicabili, in modo analogo a quanto previsto per le business combination. Al riguardo, nel caso di assunzione del controllo in fasi successive su un business precedentemente classificato come joint operation, la quota delle attività nette precedentemente posseduta è allineata al relativo fair value alla data di acquisizione del controllo, rilevando a conto economico la differenza¹¹.

Stime contabili e giudizi significativi: partecipazioni e business combination

La verifica dell'esistenza del controllo, del controllo congiunto, dell'influenza notevole su un'altra entità nonché, nel caso delle joint operation, la verifica dell'esistenza di enforceable right and obligation sulle relative attività e passività richiede l'esercizio di un giudizio professionale complesso da parte della Direzione Aziendale operato considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini di tale verifica. L'utilizzo di stime contabili significative caratterizza inoltre i processi di allocazione del fair value alle attività e passività identificabili acquisite in sede di business combination. Nel processo di allocazione, anche in sede di rilevazione iniziale di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto, Eni adotta le metodologie di valutazione generalmente utilizzate dagli operatori di mercato considerando le informazioni disponibili e, per le business combination più significative, si avvale di valutazioni esterne.

OPERAZIONI INFRAGRUPPO

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Gli utili non realizzati derivanti da operazioni con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo; il trattamento contabile indicato è applicato anche nel caso di trasferimento di business alle partecipate (cd. *downstream transaction*).

¹⁰ I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".

¹¹ L'acquisizione di interest aggiuntivi in una joint operation rappresentativa di un business, che non comporta l'assunzione del controllo, non determina il remeasurement delle quote precedentemente detenute.

In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

CONVERSIONE DEI BILANCI IN VALUTA DIVERSA DALL'EURO

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale della capogruppo nonché la valuta di presentazione del bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio.

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo¹². La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è imputata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le società che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio	Cambi al 31 dicembre	Cambi medi dell'esercizio	Cambi al 31 dicembre	Cambi medi dell'esercizio	Cambi al 31 dicembre
	2022	2022	2021	2021	2020	2020
Dollaro USA	1,05	1,07	1,18	1,13	1,14	1,23
Sterlina inglese	0,85	0,89	0,86	0,84	0,89	0,90
Dollaro australiano	1,52	1,57	1,57	1,56	1,66	1,59

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

ATTIVITÀ MINERARIA

Con riferimento alle attività di esplorazione, appraisal e sviluppo sono adottati i principi del successful efforts method di seguito descritti.

ACQUISIZIONE DI PERMESSI ESPLORATIVI

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi – unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono

¹² La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".

pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (cd. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

ACQUISIZIONE DI TITOLI MINERARI

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve possibili, riserve probabili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi di acquisizione del potenziale esplorativo sono valutati utilizzando i criteri indicati nel precedente punto "Acquisizione di permessi esplorativi". I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di appraisal e di identificazione delle modalità di sviluppo funzionali alla promozione a riserve certe; in caso di esito negativo delle predette attività, sono rilevati a conto economico.

ESPLORAZIONE ED APPRAISAL

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati direttamente a conto economico al momento del sostenimento.

I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione – unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono continuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificarne lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati se e fintanto che: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione, e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto; diversamente, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico come write-off. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione – proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP").

SVILUPPO

I costi di sviluppo, ivi inclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo unsuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "Attività materiali in corso – proved". I costi di sviluppo sostenuti per ottenere l'accesso alle riserve certe e per la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento,

raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, prevalentemente con il metodo UOP. In caso di non fattibilità/non prosecuzione dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/riprese di valore dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

AMMORTAMENTO UOP

Con riferimento al processo di ammortamento degli investimenti afferenti l'attività mineraria, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve certe di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente effettuato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo¹³ l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra gli investimenti da ammortizzare e le riserve di idrocarburi. Ai fini dell'ammortamento dei diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti qualificati come "proved" rilevano le riserve certe. Ai fini dell'ammortamento dei costi di esplorazione e di appraisal "proved" e dei costi di sviluppo rilevano le riserve certe sviluppate ovvero le complessive riserve certe ai fini dell'ammortamento di common facility a servizio di una pluralità di campi. Le riserve certe sono stimate sulla base della normativa U.S. SEC che richiede l'utilizzo della media annuale dei prezzi di petrolio e gas ai fini della valutazione della relativa producibilità economica; significative variazioni dei prezzi di riferimento possono determinare aliquote di ammortamento disallineate rispetto alle modalità di ottenimento dei benefici economici futuri attese da tali asset, al punto da comportare, ad esempio, l'ammortamento integrale di asset non correnti in un arco temporale di breve termine. In tali fattispecie, le riserve utilizzate ai fini della determinazione dell'aliquota di ammortamento UOP, sono stimate in base a parametri di economicità ragionevoli e coerenti con le previsioni di produzione definite dal management, al fine di riflettere meglio le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti da tali asset.

PRODUZIONE

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

PRODUCTION SHARING AGREEMENTS E CONTRATTI DI SERVICE

Le riserve relative ai Production Sharing Agreement sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione, sviluppo e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni ritirate (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica; i costi sostenuti relativi alle attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Un meccanismo analogo caratterizza alcuni contratti di servizio dove il corrispettivo per il servizio reso è riconosciuto tramite quote di spettanza della produzione.

Le quote di produzioni e di riserve tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

CHIUSURA E ABBANDONO DEI POZZI

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

¹³ Il periodo è inteso come il trimestre.

Stime contabili e giudizi significativi: attività mineraria

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima.

Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso; (v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima.

Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e, pertanto, influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte; analoghe incertezze riguardano la stima delle riserve unproved.

La valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione di un pozzo esplorativo. Il processo di delineazione della scoperta, che comporta lo svolgimento di ulteriori attività di appraisal e di identificazione delle migliori modalità di sviluppo, richiede, nella maggior parte dei casi, un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati.

Durante tale periodo, i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangono sospesi all'attivo patrimoniale. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta.

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica di riserve certe. Le riserve certe possono essere classificate come sviluppate o non sviluppate. Il passaggio a riserve certe sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza dell'avvio della produzione. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni, tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

Le stime delle riserve rilevano ai fini della determinazione degli ammortamenti (v. punto "Ammortamento UOP"). In particolare, ai fini dell'ammortamento, determinato secondo il metodo UOP, assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. Ai fini del processo di impairment, le stime delle riserve sono utilizzate per la definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione.

ATTIVITÀ MATERIALI

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle

strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo (v. punto “Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti”). Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di progetti sociali in aree di sviluppo petrolifero (cd social project).

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.

L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa.

Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. punto “Attività destinate alla vendita e discontinued operation”). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie non rimovibili apportate su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

LEASING¹⁴

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo¹⁵; tale diritto sussiste se il contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.

Alla commencement date, ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso, il locatario rileva, nello stato patrimoniale, un'attività rappresentativa del diritto di utilizzo del bene (di seguito anche “attività per diritto di utilizzo” o “right-of-use asset”), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata del contratto (di seguito anche “passività per leasing” o “lease liability”)¹⁶. La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.

¹⁴ Per espressa disposizione dell'IFRS 16 sono esclusi dall'ambito di applicazione i leasing per l'esplorazione ed estrazione di risorse minerarie quali quelli afferenti all'utilizzo dei diritti minerari, all'affitto dei terreni e delle eventuali servitù di passaggio connesse con le attività Oil & Gas.

¹⁵ La verifica dell'esistenza delle condizioni indicate è operata all'inception date rappresentata dalla data più recente tra la data di stipula del contratto e quella in cui le parti si impegnano a rispettare i principali termini contrattuali.

¹⁶ Eni si avvale della possibilità, prevista dal principio contabile, di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.

La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing¹⁷, non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi¹⁸; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore residuo del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni).

Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata sulla base del costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito principalmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi (a cui sono correlati i pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione anticipata del contratto).

Il diritto di utilizzo di un bene in leasing è inizialmente rilevato al costo, determinato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario¹⁹; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di sostenere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate²⁰, delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie") e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.

Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto di utilizzo e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi.

Nell'ambito dell'attività mineraria, l'operatore di una joint operation non incorporata che sottoscrive un contratto di leasing come unico firmatario rileva: (i) il 100% della lease liability, se sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore; e (ii) il 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con gli altri partner dell'iniziativa mineraria (cd. follower).

La quota di right-of-use asset iscritta dall'operatore e riferibile agli altri partner dell'iniziativa mineraria è oggetto di recupero attraverso i meccanismi contrattuali della joint operation, che prevedono l'addebito dei costi dell'iniziativa di spettanza dei follower (billing) e relativo pagamento (cash call). I riaddebiti ai follower dei costi sono rilevati dall'operatore come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa.

¹⁷ Come consentito dalle previsioni del principio contabile, le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione, fatta eccezione per la componente servizio inclusa nel canone unico previsto dai principali contratti afferenti alle attività upstream (drilling rig).

¹⁸ Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.

¹⁹ I costi diretti iniziali sono costi incrementali sostenuti dal locatario per l'ottenimento del leasing che non sarebbero stati sostenuti se il contratto di leasing non fosse stato sottoscritto.

²⁰ L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing, o se il valore dell'attività per diritto di utilizzo considera anche il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.

Differentemente, quando il contratto di leasing è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, è rilevata la quota di spettanza del right-of-use asset e della lease liability sulla base del working interest detenuto.

Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing e non sia ravvisabile, contrattualmente, la presenza di un sublease.

Quando i contratti di leasing sono posti in essere da società non controllate che svolgono il ruolo di operatore per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria (cd. operating company), coerentemente con la previsione dei riaddebiti ai partecipanti dei costi connessi con lo svolgimento delle attività, è previsto il riconoscimento nei bilanci dei partecipanti all'iniziativa mineraria della propria quota di right-of-use asset e di lease liability sulla base del working interest definito avuto riguardo alle previsioni, ove attendibilmente determinabili, dell'utilizzo dei beni assunti in leasing.

Stime contabili e giudizi significativi: operazioni di leasing

Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale effettua stime contabili ed esercita giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata dei leasing avuto riguardo alle stime da operare in merito all'eventuale esercizio delle opzioni di estensione e/o di risoluzione previste nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) la rilevazione dei contratti di leasing afferenti a mezzi utilizzati nelle attività Oil & Gas (principalmente drilling rig e FPSO) posti in essere in qualità di operatore dell'iniziativa mineraria intrapresa nell'ambito di una joint operation non incorporata avuto riguardo alle valutazioni sulla natura di "primary responsible" dell'operatore e alla verifica dei rapporti con gli altri partecipanti all'iniziativa mineraria; (v) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

ATTIVITÀ IMMATERIALI

Le attività immateriali riguardano le attività non monetarie prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per l'ammortamento valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill e delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".

I costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale purché ne sia dimostrata la recuperabilità. L'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzata su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento ed è oggetto di verifica della recuperabilità del valore di iscrizione.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

IMPAIRMENT DELLE ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività. Le CGU possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi di cassa autonomi, ma che contribuiscono ai flussi di cassa di una pluralità di CGU; le quote di corporate asset sono attribuite ad una specifica CGU o, laddove non possibile, ad un aggregato più ampio di CGU su basi ragionevoli e coerenti. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata, almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore, a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. I right-of-use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right-of-use asset che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset. La recuperabilità del valore di iscrizione delle common facility del settore E&P è verificata considerando il complesso dei valori recuperabili delle CGU che beneficiano dell'infrastruttura comune.

La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e supportabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile della CGU, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.

Ai fini della verifica della recuperabilità di cash generating unit che includono right-of-use asset significativi, la determinazione del valore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.

Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione (v. punto "Stime contabili e giudizi significativi formulati per tener conto degli impatti dei rischi climatici").

Ai fini dell'impairment test, si considerano anche gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO₂ (ad es. Emission Trading Scheme) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (ad es. gli esborsi connessi con i certificati forestali acquistati o prodotti in coerenza con la strategia di decarbonizzazione della società – di seguito anche "forestry").

In particolare, in sede di determinazione del valore d'uso, avuto riguardo agli obiettivi connessi con la strategia di decarbonizzazione sono considerati gli esborsi per iniziative di forestry²¹ ad integrazione delle previsioni degli esborsi operativi; al riguardo, anche considerato che le iniziative forestali possono essere sviluppate in Paesi dove non è presente Eni e tenuto conto della difficoltà di operare un'allocazione, su basi ragionevoli e coerenti, alle differenti CGU del settore di riferimento, i relativi esborsi, attualizzati, sono considerati a riduzione del complessivo headroom del settore E&P.

Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la CGU oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori/business in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al

²¹ Per i criteri di rilevazione dei certificati forestali v. il punto "Costi".

settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP), al business Chimica, al business Power e al business Plenitude, la rischiosità è stata definita sulla base di un campione di società comparabili. Per il settore E&P e il business R&M, la rischiosità è determinata, in maniera residuale, come differenza tra quella complessiva Eni e quella degli altri settori/business. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte.

Quando il valore di iscrizione della CGU comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile, la differenza è oggetto di svalutazione ed è attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la CGU, fino all'ammontare del relativo valore recuperabile.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata per un importo pari al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore²².

CONTRIBUTI IN CONTO CAPITALE

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

RIMANENZE

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita con imputazione degli effetti a conto economico. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (ad es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred cost" in contropartita alla voce "Debiti commerciali e altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred cost stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre, i deferred cost stanziati sono oggetto di

²² La svalutazione del goodwill rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

Stime contabili e giudizi significativi: impairment delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve di idrocarburi o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo e produzione. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali, l'evoluzione dei prezzi delle commodity, l'evoluzione dei tassi di attualizzazione, le previsioni in merito ai costi di sviluppo e produzione, l'impatto dell'inflazione e dell'evoluzione tecnologica, le previsioni sui profili produttivi e sulle condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale anche in relazione al processo di decarbonizzazione, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari, ecc. La definizione delle CGU e l'individuazione dell'appropriato livello di raggruppamento delle stesse ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill, di corporate asset nonché di common facility nel settore E&P, richiedono l'espressione di un giudizio da parte della Direzione Aziendale. In particolare, le CGU sono definite considerando, tra l'altro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa (ad es. per linee di business) o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società. Analoghe considerazioni rilevano anche ai fini della verifica della recuperabilità fisica dei deferred cost (v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay".

I flussi di cassa attesi utilizzati per la determinazione del valore recuperabile sono quantificati, considerando il processo di transizione energetica in atto, alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati sulla base del complesso delle riserve certe e probabili, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. In limitati casi (ad es. per i titoli minerari acquisiti da terzi in sede di business combination), i flussi di cassa attesi tengono conto anche delle riserve possibili opportunamente rischiate, laddove considerate ai fini della determinazione del corrispettivo pagato.

La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi operativi, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione del valore recuperabile delle attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing sono forniti nella nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing.

STRUMENTI FINANZIARI

ATTIVITÀ FINANZIARIE

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. Per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cd. business model hold to collect). Per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato sono rilevati a conto economico gli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni²³ (v. punto “Svalutazioni di attività finanziarie”).

Differentemente, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzarne il valore attraverso la cessione (cd. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto “Svalutazioni di attività finanziarie”); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento. Allo stato, il Gruppo non detiene attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito valutate al FVTOCI.

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading nonché i portafogli di attività finanziarie gestiti e monitorati sulla base del relativo fair value. Gli interessi attivi maturati su tali attività finanziarie concorrono alla valutazione complessiva del relativo fair value e sono rilevati, all'interno dei “Proventi (oneri) finanziari”, nella sottovoce “Proventi netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico”.

Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (ad es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 3 mesi, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al FVTPL è effettuata sulla base del cd. expected credit loss model.²⁴

In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (cd. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (cd. Probability of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (cd. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della Probability of Default delle controparti sono stati adottati i rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di back-testing; per le controparti rappresentate da Entità Statali, ed in particolare per le National Oil Company, la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i country risk premium

²³ I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.

²⁴ L'expected credit loss model si applica anche ai contratti di garanzia finanziaria emessi non valutati al FVTPL. Le expected credit loss rilevate con riferimento alle garanzie finanziarie emesse non sono rilevanti.

adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Per la clientela per la quale non sono disponibili rating, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster di clientela omogenei ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettifiche, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti²⁵.

Tenuto conto delle caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

La recuperabilità dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa concessi a società collegate e joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro, e che nella sostanza rappresentano un ulteriore investimento nelle stesse, è valutata, in primo luogo, sulla base dell'expected credit loss model e, in secondo luogo, unitamente alla partecipazione nella società collegata/joint venture, applicando i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto". In applicazione dell'expected credit loss model non si considerano le eventuali rettifiche del valore di iscrizione del long term interest derivanti dall'applicazione dei criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Stime contabili e giudizi significativi: svalutazioni di attività finanziarie

La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), la valutazione delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulla quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.

Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione delle svalutazioni di attività finanziarie sono forniti nella nota n. ... - Crediti commerciali e altri crediti.

PARTECIPAZIONI MINORITARIE

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; diversamente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

I sustainability-linked bond, ossia finanziamenti caratterizzati da un aggiornamento periodico del relativo tasso di interesse per riflettere le performance dell'emittente in termini di raggiungimento di obiettivi di sostenibilità (cd. metrica ESG), sono valutati al costo ammortizzato.

La variazione del tasso di interesse comporta generalmente un aggiornamento prospettico del tasso di interesse effettivo.

²⁵ Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

Giudizi significativi: passività finanziarie

Le società del Gruppo possono negoziare con i propri fornitori accordi di estensione dei termini di pagamento, senza prevedere il coinvolgimento di un intermediario finanziario. In tali fattispecie, la Direzione Aziendale esprime un giudizio in merito alla possibilità di continuare a classificare i debiti verso il fornitore come commerciali/relativi all'attività di investimento ovvero di riclassificarli come debiti finanziari. Ai fini dell'espressione di tale giudizio, la Direzione Aziendale tiene conto dei termini di pagamento rispetto alla prassi del settore di riferimento, dell'eventuale rilascio di garanzie aggiuntive e di ogni altro fatto o circostanza utile ai fini della valutazione. La classificazione del debito come passività finanziaria determina: (i) al momento della riclassifica/rilevazione iniziale del debito, una variazione non monetaria delle passività finanziarie, senza impatti sul rendiconto finanziario; (ii) all'atto del regolamento, la presentazione del relativo esborso nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di finanziamento.

Con riferimento ai sustainability-linked bond, la Direzione Aziendale valuta se il mancato rispetto della metrica ESG possa avere impatti sulle operations tali da pregiudicare la capacità reddituale dell'emittente e, di conseguenza, il relativo merito di credito.

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivative, v. oltre) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

Nell'ambito della strategia e degli obiettivi definiti per la gestione del rischio, la qualificazione delle operazioni come di copertura richiede: (i) la verifica dell'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (ii) la definizione di un hedge ratio coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk management definita, effettuando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; ad es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), essi sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; ad es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Nel caso di copertura di transazioni future che comportano l'iscrizione di un'attività o di una passività non finanziaria, le variazioni cumulate del fair value dei derivati di copertura, rilevate nel patrimonio netto, sono imputate a rettifica del valore di iscrizione dell'attività/passività non finanziaria oggetto della copertura (cd. basis adjustment).

Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura, ivi incluse le eventuali componenti inefficaci degli strumenti derivati di copertura, sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; differentemente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

I derivati impliciti, incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali previsti per le attività finanziarie (v. punto "Attività finanziarie"). Differentemente, i derivati impliciti incorporati all'interno di

passività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale; (ii) lo strumento implicito oggetto di separazione soddisfa la definizione di derivato; (iii) lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con impatti a conto economico (FVTPL). La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodity, stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

ELIMINAZIONE CONTABILE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le attività finanziarie cedute sono eliminate quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

FONDI, PASSIVITÀ E ATTIVITÀ POTENZIALI

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza.

Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) esiste un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento. Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate in bilancio salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei

benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità, nonché la virtuale certezza, di ottenere benefici economici da parte dell'impresa.

FONDI PER LO SMANTELLAMENTO E IL RIPRISTINO DEI SITI

Le passività connesse allo smantellamento delle attività materiali e al ripristino dei siti al termine dell'attività di produzione sono rilevate, al verificarsi delle condizioni indicate al punto "Fondi, passività e attività potenziali", in contropartita alle attività a cui si riferiscono.

In considerazione dell'ampio arco temporale intercorrente tra il momento in cui sorge l'obbligazione e il relativo regolamento, le stime degli oneri da sostenere sono rilevate sulla base del loro valore attuale.

L'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". I fondi sono valutati periodicamente per tener conto dell'aggiornamento dei costi da sostenere, dei vincoli contrattuali, delle disposizioni legislative e delle prassi vigenti nel Paese dove sono ubicate le attività materiali.

Le eventuali variazioni di stima di tali fondi sono rilevate generalmente in contropartita alle attività a cui si riferiscono; al riguardo, se la variazione di stima comporta una riduzione di importo superiore al valore di iscrizione dell'attività a cui si riferisce, l'eccedenza è rilevata a conto economico.

Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di social project collegati alle attività operative svolte dalla società.

FONDI PER RISCHI AMBIENTALI

Le passività ambientali sono rilevate in presenza di obbligazioni attuali, legali o implicite, connesse a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione, sempreché la bonifica sia considerata probabile e i relativi costi e tempistiche di sostenimento possano essere attendibilmente stimati. La passività è valutata sulla base dei costi che si presume di sostenere per adempiere all'obbligazione in relazione alla situazione esistente alla data di bilancio, tenendo conto degli sviluppi tecnici e legislativi futuri, virtualmente certi, di cui si è a conoscenza.

Stime contabili e giudizi significativi: fondi smantellamento e ripristino siti, passività ambientali e altri fondi

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La previsione del timing e dell'ammontare degli esborsi, il loro eventuale aggiornamento, nonché il relativo processo di attualizzazione, comportano l'esercizio di un giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale.

Il fondo smantellamento e ripristino siti, iscritto in bilancio, accoglie, essenzialmente, la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production.

Le passività di smantellamento e ripristino siti relative agli altri settori operativi, tenuto conto dell'indeterminatezza in merito all'eventuale abbandono dei siti e del relativo timing di smantellamento e ripristino degli asset nonché delle strategie di riconversione degli impianti per l'ottenimento di produzioni low carbon, sono rilevate quando è possibile effettuare un'attendibile stima dei costi di abbandono opportunamente attualizzati. Eni valuta periodicamente il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che potrebbero richiedere la rilevazione di tali passività.

Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente. Al riguardo, con riferimento al trattamento delle acque di falda, nel corso dell'esercizio 2022, la valorizzazione del know-how maturato sui trend di contaminazione delle acque nonché l'evoluzione delle posizioni delle autorità competenti hanno consentito la definizione di un modello predittivo per la stima della durata di esercizio degli impianti di trattamento delle acque di falda e, pertanto, degli oneri da sostenere per la relativa gestione e monitoraggio.

L'attendibile determinabilità è verificata sulla base delle informazioni disponibili quali, a titolo di esempio, l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e commerciali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale, con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

BENEFICI PER I DIPENDENTI

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti".

Nei piani a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai piani a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici. Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e il costo per interessi. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro (cd. passività per termination benefit) sono iscritte nella data più immediata tra le seguenti: (a) il momento in cui l'impresa non è più in grado di ritirare l'offerta di tali benefici offerti ai dipendenti; e (b) il momento in cui l'impresa rileva i costi di una ristrutturazione che implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro. Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. La passività per termination benefit è determinata applicando le disposizioni previste: (i) per i benefici a breve termine, se ci si attende che i termination benefit siano corrisposti ai dipendenti interamente entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati; o (ii) per i benefici a lungo termine se ci si attende che i termination benefit non siano corrisposti ai dipendenti interamente entro i dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati.

PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente alle condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

Stime contabili e giudizi significativi: benefici per i dipendenti e pagamenti basati su azioni

I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di Stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest.

Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione caratterizzano inoltre la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione.

STRUMENTI DI EQUITY

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie, ivi incluse quelle detenute al servizio di piani di incentivazione azionaria, sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

OBBLIGAZIONI IBRIDE

Le obbligazioni subordinate ibride perpetue sono classificate in bilancio come strumenti di equity, tenuto conto della circostanza che la società emittente ha il diritto incondizionato di differire, fino alla data della propria liquidazione, il rimborso del capitale e il pagamento delle cedole²⁶. Pertanto, il valore ricevuto dai sottoscrittori di tali strumenti, al netto dei relativi costi di emissione, è rilevato ad incremento del patrimonio netto di Gruppo; di converso, i rimborsi del capitale e i pagamenti delle cedole dovute (al momento in cui sorge la relativa obbligazione contrattuale) sono rilevati a decremento del patrimonio netto di Gruppo.

RICAVI DA CONTRATTI CON LA CLIENTELA

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time). Con riferimento ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide generalmente:

- per i greggi, con la spedizione;
- per il gas naturale e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, con la spedizione;
- per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, con la spedizione.

I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti sulla base delle quantità effettivamente vendute (sales method); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi. Nel determinare il prezzo della transazione, l'ammontare del corrispettivo è rettificato per tener conto dell'effetto finanziario del tempo, nel caso in cui il timing dei pagamenti concordato tra le parti attribuisce ad una di esse un significativo beneficio finanziario. Il corrispettivo non è oggetto di rettifica per tener conto dell'effetto finanziario del tempo se all'inizio del contratto si stima che la dilazione di pagamento sia pari o inferiore ad un anno.

In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.

Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una

²⁶ Il pagamento delle cedole non è differibile in presenza di eventi sotto il controllo della società emittente, quali, ad esempio, una distribuzione di dividendi agli azionisti.

performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.

Le permutate tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi.

Stime contabili e giudizi significativi: ricavi da contratti con la clientela

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela, nonché di stime interne sui consumi della clientela. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sia sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi e suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo, sia su stime dei consumi della clientela. In funzione delle obbligazioni assunte in merito ai punti di consegna delle forniture, i ricavi per la vendita dell'energia elettrica e del gas a clientela retail includono i costi relativi al servizio di trasporto e dispacciamento e sono rilevati in misura pari all'ammontare lordo del corrispettivo a cui si reputa di aver diritto.

COSTI

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione connessi al rispetto delle normative di riferimento (ad es. Emission Trading Scheme), determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissione di anidride carbonica eccedenti le assegnazioni gratuite. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. I diritti di emissione acquistati con finalità di negoziazione sono rilevati tra le rimanenze. I costi sostenuti, in via volontaria, per l'acquisto o la produzione dei certificati forestali, anche considerando l'attuale assenza di mercati attivi di riferimento, sono imputati a conto economico all'atto del loro sostenimento.

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

DIFFERENZE CAMBIO

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

DIVIDENDI

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio. Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.

In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio.

In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili.

Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite, sono anch'esse rilevate nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto.

Stime contabili e giudizi significativi: imposte sul reddito

La corretta determinazione delle imposte sul reddito nei diversi ordinamenti in cui Eni opera richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili in ciascuna giurisdizione. Sebbene Eni intenda mantenere con le autorità fiscali dei Paesi in cui si svolge l'attività d'impresa rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti dai vari ordinamenti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni.

La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti.

La necessità di effettuare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda, in particolar modo, le attività connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze

temporanee deducibili e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E DISCONTINUED OPERATION

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione non di controllo.

Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività non correnti e/o le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita.

La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie, la valutazione avviene al minore tra il valore di iscrizione, rappresentato dal valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica, e il fair value al netto dei costi di vendita. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair value al netto dei costi di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

Le attività non correnti classificate come destinate alla vendita e i gruppi in dismissione costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operation, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.

Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica.

VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzata o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price).

La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.

La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.

La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuarne un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.

La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. Debit Valuation Adjustment o DVA).

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Le attività e passività valutate al fair value sono classificate secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività;
- b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente o indirettamente;
- c) Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

Stime contabili e giudizi significativi: fair value

La determinazione del fair value, ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

2 SCHEMI DI BILANCIO

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura.

Gli schemi di stato patrimoniale e conto economico sono analoghi a quelli adottati nell'esercizio precedente fatta eccezione per la ridenominazione delle voci "Attività finanziarie destinate al trading" e "Proventi (oneri) netti da attività finanziarie destinate al trading" rispettivamente in "Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico" e "Proventi (oneri) netti da attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico"; dette voci accolgono gli effetti patrimoniali ed economici del portafoglio di liquidità gestito, valutato e monitorato sulla base del relativo fair value, nonché le attività finanziarie detenute per finalità di trading.

Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.

Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

3 MODIFICHE DEI CRITERI CONTABILI

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2022 non hanno prodotto effetti significativi.

4 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2021/2036 emesso dalla Commissione Europea in data 19 novembre 2021 è stato omologato l'IFRS 17 "Contratti assicurativi" (di seguito IFRS 17), che sostituisce l'IFRS 4 "Contratti assicurativi" e definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Con il Regolamento n. 2022/357 emesso dalla Commissione Europea in data 2 marzo 2022, sono state omologate:

- le modifiche allo IAS 1 "Informativa sui principi contabili" (di seguito le modifiche), volte a fornire chiarimenti nell'individuazione delle accounting policy rilevanti da descrivere in bilancio. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023;
- le modifiche allo IAS 8 "Definizione di stime contabili" (di seguito le modifiche) che introducono la definizione di stime contabili essenzialmente al fine di agevolare la distinzione tra cambiamenti di stime contabili e cambiamenti di principi contabili. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

Con il Regolamento n. 2022/1392 emesso dalla Commissione Europea in data 11 agosto 2022 sono state omologate le modifiche allo IAS 12 "Imposte differite relative ad attività e passività derivanti da una singola operazione" (di seguito le modifiche), volte a richiedere la rilevazione della fiscalità differita per le transazioni che, in sede di rilevazione iniziale, danno origine a differenze temporanee imponibili e deducibili di uguale importo. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2023.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 23 gennaio 2020, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 "Classification of Liabilities as Current or Non-current" (di seguito le modifiche allo IAS 1), volte a fornire dei chiarimenti in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti. Ulteriori chiarimenti relativi alla classificazione, come correnti o non correnti, delle passività con covenant sono stati forniti con le modifiche apportate in data 31 ottobre 2022 ("Non-current Liabilities with Covenants"). Le suddette modifiche allo IAS 1 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2024.

In data 22 settembre 2022, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 16 "Lease Liability in a Sale and Leaseback" (di seguito le modifiche), volte a chiarire la modalità di valutazione successiva delle passività per leasing a seguito di operazioni di *sale and leaseback*. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2024.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili sopra indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

5 BUSINESS COMBINATION

Acquisizioni

Nel 2022 Eni ha eseguito le acquisizioni rappresentate di seguito con un esborso di €1.015 milioni, assumendo passività finanziarie nette di €541 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €31 milioni.

Il 12 gennaio 2022 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% della società SKGR Energy Single Member SA (ora Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA), titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Grecia con una pipeline di progetti di circa 800 MW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €51 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €1 milione. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata in via definitiva con rilevazione di goodwill per €52 milioni. L'acquisizione riguarda la linea di business Plenitude.

Il 18 febbraio 2022 è stata finalizzata l'acquisizione dell'impianto fotovoltaico in esercizio Corazon I da circa 266 MW situato in Texas (USA). Nella stessa area, è stata finalizzata l'acquisizione del progetto di stoccaggio Guajillo, da circa 200 MW/400 MWh, con avvio atteso entro la fine del 2023. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €121 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €88 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €2 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata in via definitiva senza rilevazione di goodwill. L'acquisizione riguarda la linea di business Plenitude.

Il 4 agosto 2022 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% della società Energía Eólica Boreas SLU con una capacità di generazione di 104,5 MW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €87 milioni al netto dell'acconto di €16 milioni versato nel 2021, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €59 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €12 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €18 milioni. L'acquisizione riguarda la linea di business Plenitude.

Il 29 dicembre 2022 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% di PLT (PLT Energia Srl e SEF Srl e loro partecipate) un gruppo italiano integrato nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e nella fornitura di energia a clienti retail con una capacità di generazione di oltre 400 MW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €750 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €390 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €17 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di goodwill per €412 milioni. L'acquisizione riguarda la linea di business Plenitude.

I valori patrimoniali, alla data di acquisizione, delle singole business combination effettuate nel 2022 sono riportati nella seguente tabella:

(€ milioni)

	SKGR Energy Single Member SA (ora Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA)	Corazon I / Guajillo	Energía Eólica Boreas SLU	PLT Energia Srl	SEF Srl	Fotovoltaica Escudero SL	Totale
Disponibilità liquide ed equivalenti		2	12	15	2		31
Attività finanziarie correnti				9	2		11
Altre attività		1	1	123	22		147
Totale attività correnti		3	13	147	26		189
Immobili, impianti e macchinari		189	100	412	120	1	822
Goodwill	52		18	342	70		482
Altre attività		45	157	237	51	13	503
Totale attività non correnti	52	234	275	991	241	14	1.807
TOTALE ATTIVITÀ	52	237	288	1.138	267	14	1.996
Passività finanziarie		3	4	43	36		86
Altre passività		1		147	19		167
Totale passività correnti		4	4	190	55		253
Passività finanziarie	1	87	67	253	86	3	497
Fondi per rischi e oneri		7		6	1		14
Passività per imposte differite			15	49	14		78
Altre passività		3	99	1			103
Totale passività non correnti	1	97	181	309	101	3	692
TOTALE PASSIVITÀ	1	101	185	499	156	3	945
Totale patrimonio netto di Eni	51	121	103	639	111	11	1.036
Interessenze di terzi		15					15
TOTALE PATRIMONIO NETTO	51	136	103	639	111	11	1.051
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	52	237	288	1.138	267	14	1.996

I fattori qualitativi che compongono l'avviamento della linea di business Plenitude sono riportati nella nota n. 14 - Attività immateriali.

L'allocazione provvisoria dei prezzi delle acquisizioni è dovuta alla mancanza di sufficienti elementi informativi alla data di bilancio per la stima dei fair value delle attività acquisite.

Disinvestimenti

Nel 2022 Eni ha eseguito alcune dismissioni con incasso di €10 milioni e acquisizione di partecipazioni in joint venture di €5.726 milioni, cedendo passività finanziarie nette di €2.085 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €70 milioni.

Il 1° agosto 2022 è stata finalizzata con BP la creazione della joint venture paritetica 50-50 Azule Energy Holdings Ltd, che combina le attività angolane nella ricerca e produzione di idrocarburi dei due partner facendone il più grande produttore indipendente dell'Angola. Possiede partecipazioni in 16 licenze (di cui 5 blocchi esplorativi) e in Angola LNG Ltd. Azule Energy Holdings Ltd può contare su di un rilevante portafoglio di progetti equity, che saranno sviluppati nei prossimi anni, assicurando una crescita organica basata sulle scoperte esplorative. L'acreage esplorativo ha un'estensione di oltre 30.000 kmq nei bacini più prolifici dell'Angola, che consentirà di fare leva sulla vicinanza con le infrastrutture esistenti. L'operazione ha comportato la perdita del controllo di Eni Angola SpA, Eni Angola Exploration BV e Eni Angola Production BV che sono state conferite ad Azule Energy Holdings Ltd in cambio della partecipazione del 50% nella neo costituita entità e la conseguente esclusione dall'area di consolidamento di attività e passività nette per €5.183 milioni, di cui passività finanziarie nette di €1.756 milioni comprensive di disponibilità liquide ed equivalenti per €35 milioni, la rilevazione della partecipazione in Azule Energy Holdings Ltd per €5.352

milioni, la rilevazione di un credito per attività di disinvestimento di €1.609 milioni, di una plusvalenza da conferimento di 1.778 milioni quale differenza tra il valore della partecipazione ricevuta e il valore netto contabile delle attività cedute nei limiti della quota realizzata con il terzo pari al 50%, cd. metodo della "downstream transaction". Inoltre, sono state realizzate riserve per differenze attive di cambio di €764 milioni, per una plusvalenza complessiva di €2.542 milioni. Successivamente al closing, la JV ha rimborsato nell'esercizio €1.310 milioni del credito per attività di disinvestimento.

Il 14 ottobre 2022 è stato finalizzato il conferimento del 100% della società consolidata Eni North Sea Wind Ltd titolare della quota del 20% nei progetti Dogger Bank A, B e C nel Regno Unito alla joint venture norvegese Vårgrønn AS (Eni 65%). Le tre fasi del progetto (A, B e C) prevedono una capacità installata complessiva di 3,6 GW (720 MW in quota Vårgrønn). L'operazione ha comportato la perdita del controllo di Eni North Sea Wind Ltd che è stata conferita a Vårgrønn AS e la conseguente esclusione dall'area di consolidamento di attività e passività nette per €368 milioni, di cui passività finanziarie nette di €363 milioni, la rilevazione della partecipazione in Vårgrønn AS per €374 milioni, di un provento a conto economico per valutazione al fair value di €74 milioni comprensivo del rigiro a conto economico di effetti rilevati nell'utile complessivo di €68 milioni, di cui riserve per differenze passive di cambio di €33 milioni.

Il 29 dicembre 2022 è stata finalizzata la cessione delle quote nelle attività in Pakistan a Prime International Oil & Gas Company, principale produttore di energia elettrica pakistano. Le attività oggetto di cessione consistono in partecipazioni in otto licenze di sviluppo e produzione di gas naturale nei bacini Kithar Fold Belt e Middle Indus e quattro licenze di esplorazione nei bacini Middle Indus e Indus Offshore. L'operazione ha comportato la cessione di Eni AEP Ltd, Eni Pakistan Ltd, Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl e Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd e la conseguente esclusione dall'area di consolidamento di passività nette di €1 milione, di cui attività finanziarie nette di €27 milioni comprensive di disponibilità liquide ed equivalenti di €28, e il realizzo a conto economico di riserve per differenze attive di cambio di €86 milioni.

I valori patrimoniali, alla data delle singole cessioni e/o business combination effettuate nel 2022 sono riportati nella seguente tabella:

(€ milioni)

	Azule Energy Holdings Ltd	Vårgrønn AS	Attività in Pakistan	Altre dismissioni	Totale
Disponibilità liquide ed equivalenti	35		28	7	70
Attività finanziarie correnti	221				221
Altre attività	1.266		106	5	1.377
Totale attività correnti	1.522		134	12	1.668
Immobili, impianti e macchinari	4.358		9	1	4.368
Altre attività	3.512	731	7		4.250
Totale attività non correnti	7.870	731	16	1	8.618
TOTALE ATTIVITÀ	9.392	731	150	13	10.286
Passività finanziarie	302	173			475
Altre passività	990		58	3	1.051
Totale passività correnti	1.292	173	58	3	1.526
Passività finanziarie	1.710	190	1		1.901
Fondi per rischi e oneri	632		75		707
Passività per imposte differite	528				528
Altre passività	47		17	1	65
Totale passività non correnti	2.917	190	93	1	3.201
TOTALE PASSIVITÀ	4.209	363	151	4	4.727
Totale patrimonio netto di Eni	5.183	368	(1)	9	5.559
TOTALE PATRIMONIO NETTO	5.183	368	(1)	9	5.559
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	9.392	731	150	13	10.286

6 DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €10.155 milioni (€8.254 milioni al 31 dicembre 2021) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi per €6.804 milioni (€5.496 milioni al 31 dicembre 2021) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

Le expected credit loss su depositi presso banche e istituti finanziari valutati al costo ammortizzato non sono significative.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro (€5.143 milioni) e in dollari USA (€4.134 milioni) e rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo.

L'ammontare di restricted cash è di circa €92 milioni (€115 milioni al 31 dicembre 2021) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

La scadenza media delle attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi è di 12 giorni con un tasso di interesse effettivo dello 1,75% per i depositi in euro (€3.631 milioni) e di 21 giorni con un tasso di interesse effettivo del 4,43% per i depositi in dollari USA (€2.581 milioni).

7 ATTIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL FAIR VALUE CON EFFETTI A CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.244	1.149
Altri titoli	5.243	5.152
	6.487	6.301
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	1.764	
	8.251	6.301

Le attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.

Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.090 milioni (€1.398 milioni al 31 dicembre 2021).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Attività finanziarie destinate al trading		
Euro	3.599	3.913
Dollaro USA	2.885	2.336
Altre valute	3	52
	6.487	6.301
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Euro	1.201	
Dollaro USA	563	
	1.764	
	8.251	6.301

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	152	148	Baa3	BBB
Stati Uniti	301	300	Aaa	AA+
Spagna	179	179	Baa1	A
Cile	125	120	A2	A
Francia	75	76	Aa2	AA
Germania	60	60	Aaa	AAA
Altri (*)	149	147	da Aaa a A3	da AAA a A-
	1.041	1.030		
Tasso variabile				
Italia	205	207	Baa3	BBB
Altri	7	7	Aaa	AAA
	212	214		
Totale titoli emessi da Stati Sovrani	1.253	1.244		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.210	1.195	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	804	762	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Altri titoli	1.041	1.039	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
	3.055	2.996		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	643	647	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	998	988	da Aa1 a Baa3	da AA+ a BBB-
Altri titoli	610	612	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB
	2.251	2.247		
Totale Altri titoli	5.306	5.243		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.559	6.487		
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	1.781	1.764	Aaa	AAA
	8.340	8.251		

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Le altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico sono rappresentate da investimenti in Money Market Fund.

La gerarchia del fair value è di livello 1 per €4.749 milioni e di livello 2 per €3.502 milioni. Nel corso dell'esercizio 2022 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

8 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Crediti commerciali	16.556	15.524
Crediti per attività di disinvestimento	301	8
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.645	1.888
Crediti verso altri	2.338	1.430
	20.840	18.850

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.

L'incremento dei crediti commerciali di €1.032 milioni è riferito ai settori Refining & Marketing e Chimica per €408 milioni, Plenitude & Power per €313 milioni e Global Gas & LNG Portfolio per €350 milioni e riflette

l'aumento dei prezzi delle commodity energetiche, in particolare del gas, che hanno fatto aumentare il valore nominale dei crediti.

Al 31 dicembre 2022 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2023 dal valore nominale di €2.212 milioni (€2.059 milioni nell'esercizio 2021 con scadenza 2022). Le cessioni 2022 hanno riguardato crediti relativi al settore Global Gas & LNG Portfolio per €970 milioni, al settore Refining & Marketing e Chimica per €928 milioni e al settore Plenitude & Power per €314 milioni.

Al 31 dicembre 2022, è outstanding un credito commerciale per forniture di gas naturale al cliente Acciaierie d'Italia (ex-ILVA) dell'ammontare di €373 milioni interamente scaduto e oggetto di un piano di rientro. Il credito è assistito da parent company guarantee rilasciate dagli azionisti che coprono l'intero ammontare. L'onere massimo possibile relativo al valore finanziario del tempo trova copertura in un fondo rischi stanziato sull'esposizione commerciale complessiva verso i clienti somministrati che è stato stimato sulla base dell'attuale situazione congiunturale.

L'esposizione maggiore dei crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione riguarda la Nigeria per €611 milioni (€681 milioni al 31 dicembre 2021) ed è relativa alla quota dei costi di sviluppo di competenza dei joint venture partner in progetti petroliferi operati da Eni nei quali la Società sostiene upfront tutti i costi dell'iniziativa e li riaddebita ai partner mediante il meccanismo della cash call. L'ammontare dei crediti netti scaduti verso la società di Stato NNPC è di €475 milioni alla data di bilancio (€474 milioni al 31 dicembre 2021). Tale ammontare riguarda per circa un quarto crediti pregressi oggetto di un piano di rientro che prevede l'attribuzione a Eni della quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario, con previsione di incasso totale entro il 2024. Il credito residuo a fine esercizio è stato attualizzato al WACC paese. Il restante valore riguarda i crediti netti maturati per le operazioni 2022.

L'esposizione per cash call verso una società petrolifera nigeriana privata ammonta a €242 milioni (€195 milioni al 31 dicembre 2021) ed è esposta al netto di un fondo svalutazione stimato in base alla loss given default "LGD" definita da Eni per le international oil companies in stato di default. Nel corso dell'esercizio il partner ha sostanzialmente sospeso i pagamenti delle cash call avanzando delle contestazioni relative agli ammontari addebitati, oggetto di arbitrato.

I crediti verso altri comprendono: (i) per €566 milioni (€538 milioni al 31 dicembre 2021) il valore recuperabile di crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai soci. I crediti sono esposti al netto di un fondo svalutazione calcolato con un tasso di expected credit loss di circa il 53% per scontare il rischio default della controparte di Stato attraverso una dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati di gas naturale, applicato anche per la valutazione della recuperabilità del valore di carico della partecipazione e del long-term interest nell'iniziativa, descritti alla nota n. 17 - Altre attività finanziarie. Nel corso dell'anno, a fronte del benessere delle Autorità USA nell'ambito del quadro sanzionatorio nei confronti del Venezuela, sono state effettuate operazioni di compensazione del credito mediante ritiri di olio di PDVSA per 3,1 milioni di barili, per effetto dei quali è stato limitato l'incremento dello scaduto; (ii) gli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale di €239 milioni.

I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €13.650 milioni e €6.102 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti sono state elaborate sulla base di rating interni come segue:

(€ milioni)	Crediti in bonis			Crediti in default	Clienti Plenitude	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto			
31.12.2022						
Clienti business	4.815	7.970	378	1.583		14.746
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	215	852		2.248		3.315
Altre controparti	1.673	725	13	122	3.200	5.733
Valore lordo	6.703	9.547	391	3.953	3.200	23.794
Fondo svalutazione	(23)	(169)	(15)	(2.176)	(571)	(2.954)
Valore netto	6.680	9.378	376	1.777	2.629	20.840
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,4	1,8	3,8	55,0	17,7	12,4
31.12.2021						
Clienti business	4.348	6.628	818	1.560		13.354
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	331	884	1	2.674		3.890
Altre controparti	1.854	311	16	137	2.601	4.919
Valore lordo	6.533	7.823	835	4.371	2.601	22.163
Fondo svalutazione	(25)	(416)	(69)	(2.209)	(594)	(3.313)
Valore netto	6.508	7.407	766	2.162	2.007	18.850
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,4	5,3	8,3	50,5	22,8	14,9

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi.

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti ed energia elettrica alla clientela retail, business e national oil companies e per chiamate fondi nei confronti dei joint operator della Exploration & Production (national oil companies, operatori locali privati o international oil companies) sono riviste in occasione di ogni scadenza di bilancio per riflettere l'andamento dello scenario e i trend correnti di business, nonché eventuali maggiori rischi controparte. L'attenuarsi della crisi economica del COVID-19 e la ripresa dello scenario petrolifero hanno migliorato la situazione debitoria di molte società petrolifere di Stato, ad eccezione del Venezuela per i fattori specifici legati al quadro sanzionatorio. In negativo, l'aumento molto rilevante dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica ha incrementato in misura significativa le esposizioni verso i clienti industriali di grandi dimensioni, rendendo opportuna una revisione al rialzo del tasso di perdita attesa su crediti per incorporare un accresciuto rischio congiunturale. Per quanto riguarda i clienti del business di Plenitude le valutazioni di recuperabilità incorporano i dati più recenti relativi alle performance di incasso dei crediti e all'anzianità dello scaduto.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative alla clientela di Plenitude sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

(€ milioni)	Non scaduti	Scaduti				Totale
		da 0 a 3 mesi	da 3 a 6 mesi	da 6 a 12 mesi	oltre 12 mesi	
31.12.2022						
Clienti Plenitude:						
- Retail	1.508	74	35	63	203	1.883
- Middle	657	33	11	7	162	870
- Altri	436	1	5	4	1	447
Valore lordo	2.601	108	51	74	366	3.200
Fondo svalutazione	(83)	(31)	(31)	(66)	(360)	(571)
Valore netto	2.518	77	20	8	6	2.629
Expected loss (%)	3,2	28,7	60,8	9,2	98,4	17,7
31.12.2021						
Clienti Plenitude:						
- Retail	1.291	70	55	92	337	1.845
- Middle	424	22	5	7	188	646
- Altri	57	43	6	1	3	110
Valore lordo	1.772	135	66	100	528	2.601
Fondo svalutazione	(63)	(22)	(27)	(52)	(430)	(594)
Valore netto	1.709	113	39	48	98	2.007
Expected loss (%)	3,6	16,3	40,9	52,0	81,4	22,8

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €5.744 milioni (€5.350 milioni al 31 dicembre 2021):

(€ milioni)	2022	2021
Fondo svalutazione iniziale	3.313	3.157
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	166	202
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	253	348
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(37)	(135)
Utilizzi su crediti commerciali e altri crediti in default	(758)	(421)
Altre variazioni	17	162
Fondo svalutazione finale	2.954	3.313

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti: (i) al settore Global Gas & LNG Portfolio per €70 milioni (€94 milioni nel 2021) per le forniture ai clienti industriali di grandi dimensioni per effetto dell'aumento delle esposizioni dovuto alle condizioni di mercato; (ii) alla linea di business Plenitude per €61 milioni (€71 milioni nel 2021) e riguardano principalmente la clientela retail.

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €122 milioni (€229 milioni nel 2021) e riguardano principalmente i crediti per chiamate fondi nei confronti dei joint operator, società di Stato o società private locali in progetti petroliferi operati da Eni; (ii) alla linea di business Plenitude per €99 milioni (€101 milioni nel 2021).

Gli utilizzi del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €795 milioni sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production di €455 milioni principalmente per esubero a seguito della risoluzione di una disputa relativa al riconoscimento di costi d'investimento pregressi nei confronti della società di Stato NNPC in Nigeria e verso la società di Stato PDVSA in Venezuela, a fronte delle operazioni di compensazione del credito effettuate nell'anno; (ii) alla linea di business Plenitude per €184 milioni, principalmente per utilizzo a fronte oneri per €121 milioni.

Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021	2020
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:			
Accantonamenti al fondo svalutazione	(419)	(550)	(343)
Perdite nette su crediti	(81)	(66)	(36)
Utilizzi per esubero	547	337	153
	47	(279)	(226)

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

9 RIMANENZE E RIMANENZE IMMOBILIZZATE – SCORTE D'OBLIGO

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.228	1.001
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.515	1.611
Prodotti finiti e merci	4.962	3.452
Altre	4	8
Totale rimanenze correnti	7.709	6.072

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo riguardano le cariche petrolifere e altri materiali di consumo nelle attività di raffinazione e chimica.

I materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture sono riferite al settore Exploration & Production per €1.387 milioni (€1.481 milioni al 31 dicembre 2021).

I prodotti finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €3.818 milioni (€2.414 milioni al 31 dicembre 2021) e prodotti chimici per €790 milioni (€626 milioni al 31 dicembre 2021).

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €672 milioni (€570 milioni al 31 dicembre 2021).

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.786 milioni (€1.053 milioni al 31 dicembre 2021), sono possedute da società italiane per €1.764 milioni (€1.032 milioni al 31 dicembre 2021) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

L'incremento delle rimanenze e delle rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo è dovuto essenzialmente alla ripresa dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.

Rimanenze di gas naturale per €750 milioni sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam SpA.

10 ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	31.12.2022				31.12.2021			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Imposte sul reddito	317	114	2.108	253	195	108	648	374

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 33 – Imposte sul reddito.

Le passività per imposte sul reddito non correnti includono gli oneri di probabile sostenimento per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore relativi alle consociate estere del settore Exploration & Production per €206 milioni (€230 milioni al 31 dicembre 2021).

11 ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

(€ milioni)	31.12.2022				31.12.2021			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	11.076	129	9.042	286	12.460	51	12.911	115
Passività da contratti con la clientela			1.145	706			482	726
Attività e passività relative ad altre imposte	807	157	1.463	34	442	182	1.435	27
Altre	940	1.985	823	2.244	732	796	928	1.378
	12.823	2.271	12.473	3.270	13.634	1.029	15.756	2.246

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le attività relative ad altre imposte comprendono crediti Iva per €569 milioni, di cui €432 correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€498 milioni al 31 dicembre 2021, di cui €340 milioni correnti).

Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare entro i prossimi 12 mesi per €41 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021) e oltre i 12 mesi per €357 milioni (€94 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) le posizioni di underlifting del settore Exploration & Production di €239 milioni (€316 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) crediti non correnti per attività di investimento per €23 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica, di cui la quota a breve termine per €58 milioni (€60 milioni al 31 dicembre 2021) e a lungo termine per €275 milioni (€333 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del greggio dai giacimenti in Val d'Agri alla raffineria di Taranto per €430 milioni (€391 milioni al 31 dicembre 2021).

I ricavi rilevati nell'esercizio a fronte di passività da contratti con la clientela in essere al 31 dicembre 2022 sono indicati alla nota n. 29 – Ricavi.

Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €613 milioni (€700 milioni al 31 dicembre 2021) e passività per Iva per €332 milioni (€248 milioni al 31 dicembre 2021).

Le altre passività comprendono: (i) le passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production di €479 milioni (€630 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) passività per ricavi e proventi anticipati per €351 milioni (€361 milioni al 31 dicembre 2021), di cui correnti per €104 milioni (€90 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) depositi cauzionali per €305 milioni (€268 milioni al 31 dicembre 2021), di cui ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €222 milioni (€223 milioni al 31 dicembre 2021); (iv) il valore del gas prepagato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di fornitura di lungo termine per €443 milioni (€112 milioni al 31 dicembre 2021) i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati entro i prossimi 12 mesi per €85 milioni (€73 milioni al 31 dicembre 2021) e oltre i 12 mesi per €358 milioni (€39 milioni al 31 dicembre 2021); (v) passività per attività d'investimento per €83 milioni (€103 milioni al 31 dicembre 2021).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

12 IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilizzazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2022							
Valore iniziale netto	1.071	42.342	3.850	1.244	6.545	1.247	56.299
Investimenti	22	132	456	655	5.471	964	7.700
Capitalizzazione ammortamenti				11	179		190
Ammortamenti (*)	(51)	(5.467)	(554)				(6.072)
Riprese di valore	3	40	191		141	38	413
Svalutazioni	(21)	(313)	(501)		(149)	(398)	(1.382)
Radiazioni	(1)		(2)	(365)	(218)		(586)
Differenze di cambio da conversione	2	2.422	57	74	364	8	2.927
Rilevazione iniziale e variazione stima		(173)	2	(7)	98		(80)
Variazione dell'area di consolidamento - Società entrate	9	650	695			118	1.472
Variazione dell'area di consolidamento - Società uscite	(1)	(3.687)	(6)	(119)	(546)		(4.359)
Trasferimenti	41	4.403	424	(149)	(4.254)	(465)	
Altre variazioni	4	143	(341)	1	(4)	7	(190)
Valore finale netto	1.078	40.492	4.271	1.345	7.627	1.519	56.332
Valore finale lordo	4.246	143.433	31.340	1.345	11.787	3.661	195.812
Fondo ammortamento e svalutazione	3.168	102.941	27.069		4.160	2.142	139.480
2021							
Valore iniziale netto	1.128	39.648	3.299	1.341	7.118	1.409	53.943
Investimenti	18	8	277	380	3.413	854	4.950
Capitalizzazione ammortamenti				28	90		118
Ammortamenti (*)	(49)	(5.421)	(496)				(5.966)
Riprese di valore		1.080	118		337		1.535
Svalutazioni	(101)	(90)	(768)		(85)	(582)	(1.626)
Radiazioni	(1)		(2)	(331)	(18)		(352)
Differenze di cambio da conversione	2	2.956	66	106	546	12	3.688
Rilevazione iniziale e variazione stima		200		(9)	4		195
Variazione dell'area di consolidamento	22		1.001	(199)	(1.119)	43	(252)
Trasferimenti	50	3.841	409	(44)	(3.797)	(459)	
Altre variazioni	2	120	(54)	(28)	56	(30)	66
Valore finale netto	1.071	42.342	3.850	1.244	6.545	1.247	56.299
Valore finale lordo	4.175	149.117	30.618	1.244	10.485	3.107	198.746
Fondo ammortamento e svalutazione	3.104	106.775	26.768		3.940	1.860	142.447

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione.

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €38 milioni (€68 milioni nel 2021), riferiti al settore Exploration & Production per €22 milioni (€54 milioni nel 2021), determinati utilizzando il tasso d'interesse del 2,1% (tra 0,4% e 2,1 al 31 dicembre 2021).

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €6.295 milioni (€3.843 milioni nel 2021).

Gli investimenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Gli ammortamenti diversi da quelli degli impianti Oil & Gas, relativi alle bioraffinerie, impianti petrolchimici, centrali termoelettriche, sistemi fotovoltaici o eolici, e altre attività ausiliarie sono calcolati a quote costanti, in base alla vita economico-tecnica. I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2021:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Impianti di raffinazione e petrolchimici	3 - 17
Gasdotti e centrali di compressione	4 - 12
Impianti di produzione di energia elettrica	3 - 5
Altri impianti e macchinari	6 - 12
Attrezzature industriali e commerciali	5 - 25
Altri beni	10 - 20

Gli impianti impiegati nell'estrazione e trattamento degli idrocarburi sono ammortizzati secondo la metodologia UOP, utilizzando come base di calcolo le riserve certe stimate secondo i criteri della U.S. Securities & Exchange Commission "SEC" (v. nota n. 1 – Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi, sezione Criteri di valutazione – Attività mineraria – Ammortamento UOP). I piani di produzione associati agli asset esistenti comportano il progressivo esaurimento delle riserve certe SEC iscritte alla data di bilancio, che si prevede saranno prodotte entro circa dieci anni.

Le svalutazioni hanno riguardato impianti chimici per la produzione di intermedi (€385 milioni) in funzione della previsione di minori flussi di cassa dovuti al peggioramento dello scenario petrolchimico, proprietà Oil & Gas (€279 milioni), costi di pre-sviluppo relativi a progetti considerati non più economici (€190 milioni) e gli investimenti di periodo di compliance e stay in business relativi a CGU del settore raffinazione svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€330 milioni). Maggiori informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore del settore Oil & Gas sono indicate alla nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing.

Le differenze di cambio da conversione sono riferite ad imprese con moneta funzionale dollaro USA per €2.972 milioni.

La rilevazione iniziale e variazione stima comprende il decremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production per effetto principalmente dell'attualizzazione e del deconsolidamento delle attività in Angola, parzialmente compensati dalla revisione di stima dei costi futuri di smantellamento e ripristino e dagli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti tra Eni SpA e la Regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita: (i) per €4.358 milioni al deconsolidamento delle società Eni Angola SpA, Eni Angola Exploration BV e Eni Angola Production BV che sono state conferite alla joint venture Azure Energy Holdings Ltd; (ii) per €650 milioni all'acquisizione della società Export LNG Ltd, proprietaria dell'impianto di liquefazione galleggiante Tango FLNG che sarà utilizzato da Eni in Congo, nell'ambito delle attività del progetto di sviluppo del gas naturale nel Blocco Marine XII, in coerenza con la strategia Eni di valorizzazione delle risorse gas equity. L'impianto ha una capacità di produzione di GNL pari a circa 0,6 milioni di tonnellate/anno (circa 1 miliardo di metri cubi standard/anno) e una capacità a regime di oltre 4,5 miliardi di metri cubi/anno; (iii) per €532 milioni all'acquisizione delle società PLT Energia Srl e SEF Srl attive nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e nella fornitura di energia a clienti retail; (iv) per €189 milioni alle società acquisite nell'ambito del progetto Corazon e Guajillo; (v) per €100 milioni all'acquisizione della società Energía Eólica Boreas SLU. Maggiori informazioni sulle business combination sono fornite alla nota n. 5 - Business combination.

Le altre variazioni delle altre attività materiali riguardano per €169 milioni l'allocazione definitiva di alcune acquisizioni effettuate lo scorso anno la cui allocazione del prezzo era stata effettuata su basi provvisorie.

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €4.190 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente negli Stati Uniti, in Messico, Egitto, Kazakhstan, Congo, Iraq, Italia e Nigeria.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €365 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati d'insuccesso, relativi in particolare a iniziative in Libia, Egitto, Costa d'Avorio, Vietnam e Kenya.

L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.085 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €253 milioni ai costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2022	2021	2020
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio	1.101	1.268	1.246
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	547	288	408
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	(374)	(286)	(226)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(147)	(43)	(48)
Cessioni	(2)	(3)	
Variazione dell'area di consolidamento	(114)	(199)	
Differenze cambio da conversione	65	100	(112)
Altre variazioni	9	(24)	
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizio	1.085	1.101	1.268

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

	2022		2021		2020	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa						
- fino a 1 anno	216	5,0	175	4,0	157	6,7
- da 1 a 3 anni	246	4,9	269	12,2	250	11,0
- oltre 3 anni	623	13,9	657	19,7	861	19,3
	1.085	23,8	1.101	35,9	1.268	37,0
Costi capitalizzati di pozzi sospesi						
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	204	4,5	175	4,0	157	6,7
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	579	11,3	567	17,9	631	14,9
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	302	8,0	359	14,0	480	15,4
	1.085	23,8	1.101	35,9	1.268	37,0

I progetti che procedono verso il sanzionamento (€302 milioni) si riferiscono a iniziative nei principali paesi di presenza (Nigeria, Egitto, Indonesia, Congo e Algeria).

Gli unproved mineral interest, compresi nelle immobilizzazioni in corso del settore Exploration & Production, accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerari e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Italia	Totale
2022									
Valore iniziale	218	892	3	68	114	16	508		1.819
Investimenti		11			110	(2)		2	121
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(28)		93	(56)					9
Riclassifica a Proved Mineral Interest	(6)				(19)	(12)	(19)		(56)
Differenze di cambio da conversione	14	55	(1)	4	6	1	31		110
Valore finale	198	958	95	16	211	3	520	2	2.003
2021									
Valore iniziale	203	860		114	100	18	468		1.763
Investimenti				3	6				9
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(1)		3	35		(2)			35
Riclassifica a Proved Mineral Interest		(48)		(92)		(1)			(141)
Differenze di cambio da conversione	16	80		8	8	1	40		153
Valore finale	218	892	3	68	114	16	508		1.819

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) in fase di pre-sviluppo, del valore iniziale di €920 milioni corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo. Considerando i costi di ricerca e presviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.250 milioni. I rischi legali connessi ai presunti reati di corruzione internazionale all'atto del Resolution Agreement del 29 aprile 2011 avente a oggetto l'acquisizione della licenza sono venuti meno nel corso del 2022 grazie alla conclusione favorevole per Eni del procedimento giudiziario innanzi al Tribunale di Milano; il filone nigeriano è descritto nella sezione Contenziosi della nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi di questa Relazione Finanziaria. Il periodo esplorativo della licenza OPL 245 è scaduto l'11 maggio 2021. Eni ha fatto domanda di conversione della licenza in Oil Mining Lease (OML) presso le competenti autorità nigeriane per poter avviare le attività di sviluppo delle riserve, avendo verificato la presenza di tutti i requisiti contrattuali per la conversione e il rispetto di tutte le condizioni. Considerata l'inazione della Autorità nigeriane e il protrarsi della situazione di stallo, Eni sta portando avanti un arbitrato proposto nel 2020 presso l'ICSID, il centro internazionale per il regolamento delle controversie in materia di investimenti, per tutelare il valore dell'asset, chiedendo un risarcimento che riconosca a Eni il fair value. Eni ritiene di avere delle solide argomentazioni a tutela delle proprie pretese e su questa base ha confermato il valore di libro dell'asset. Tale tenuta è confermata anche nella stima del valore recuperabile nella prospettiva di utilizzo economico assumendone la conversione/sviluppo, la rischiatra al WACC paese (8%) e l'assunzione di ulteriori ritardi nell'avvio delle attività.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €21.715 milioni (€20.796 milioni al 31 dicembre 2021).

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing operativo per €380 milioni riferiti, essenzialmente, a stazioni di servizio della linea di business Refining & Marketing.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €115 milioni (€105 milioni al 31 dicembre 2021).

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi – Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi.

13 DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING E PASSIVITÀ PER BENI IN LEASING

(€ milioni)	Mezzi navali di produzione e stoccaggio (FPSO)	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Strutture di logistica per la distribuzione Oil & Gas	Immobili per uffici	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
2022									
Valore iniziale netto	2.667	183	575	454	14	618	48	262	4.821
Incrementi	1.342	189	530	76	28	108	21	110	2.404
Ammortamenti (*)	(226)	(197)	(303)	(70)	(13)	(130)	(21)	(53)	(1.013)
Svalutazioni			(5)		(5)		(1)	(7)	(18)
Riprese di valore			14						14
Differenze di cambio da conversione	239	12	10	3		3			267
Variazione dell'area di consolidamento	(1.878)	(34)	(39)			(1)		73	(1.879)
Altre variazioni	(2)	(5)	(100)	(6)	(5)	(3)	(5)	(24)	(150)
Valore finale netto	2.142	148	682	457	19	595	42	361	4.446
Valore finale lordo	2.507	516	1.360	734	87	1.010	86	562	6.862
Fondo ammortamento e svalutazione	365	368	678	277	68	415	44	201	2.416
2021									
Valore iniziale netto	2.672	244	446	424	11	652	32	162	4.643
Incrementi		215	583	104	23	34	40	105	1.104
Ammortamenti (*)	(217)	(170)	(274)	(63)	(11)	(122)	(22)	(49)	(928)
Svalutazioni			(25)	(6)	(14)			(14)	(59)
Differenze di cambio da conversione	213	12	11	3		8		6	253
Variazione dell'area di consolidamento						(6)		116	110
Altre variazioni	(1)	(118)	(166)	(8)	5	52	(2)	(64)	(302)
Valore finale netto	2.667	183	575	454	14	618	48	262	4.821
Valore finale lordo	3.366	572	1.268	666	66	948	84	433	7.403
Fondo ammortamento e svalutazione	699	389	693	212	52	330	36	171	2.582

(*) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" è riferito principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €2.653 milioni (€3.195 milioni al 31 dicembre 2021) e riguarda principalmente i leasing di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana e Area 1 in Messico della durata compresa tra 17 e 18 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component; (ii) al settore Refining & Marketing e Chimica per €800 milioni (€765 milioni al 31 dicembre 2021) e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché le locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e il parco auto dedicato al business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €548 milioni (€541 milioni al 31 dicembre 2021) e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.

Gli incrementi sono riferiti principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €1.835 milioni relativi all'avvio delle operazioni dell'unità FPSO nell'Area 1 nell'offshore del Messico (€1.342 milioni), mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas (€223 milioni) e il noleggio di "rig" di perforazione (€189 milioni); (ii) alla linea di business Refining & Marketing per €357 milioni e riguardano in particolare la locazione di mezzi navali per le attività di shipping e stoccaggio della Eni Trade & Biofuels SpA (€252 milioni), nuovi contratti ed estensione di contratti esistenti relativi a concessioni autostradali, locazione terreni, locazione stazioni di servizio e al parco auto dedicato al business car sharing (€83 milioni); (iii) al settore Corporate e Altre attività per 91 milioni e riguardano un nuovo aereo ceduto e riacquistato mediante la formula del leaseback (€54 milioni) e locazione di beni per le attività di staff (auto aziendali, informatica, immobili) (€33 milioni); (iv) al settore Global Gas & LNG Portfolio per €82 milioni e riguardano navi per il trasporto del GNL (€78 milioni).

La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €1.952 milioni al deconsolidamento delle società angolane conferite alla JV Azule Energy Holdings Ltd e, in aumento, per €73 milioni al consolidamento delle società acquisite dalla linea di business Plenitude.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto dal valore nominale di €437 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni comprensivo dell'opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (ii) contratti di capacità di stoccaggio e di noleggio navi time charter per €268 milioni; (iii) contratti relativi a nuovi rig di perforazione per €188 milioni.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga o risoluzione di contratti di locazione di immobili ad uso uffici per €1.180 milioni; (ii) opzioni di proroga relative alla locazione di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €121 milioni; (iii) altre opzioni di proroga relativi a contratti di asset a servizio del business upstream per €168 milioni.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2022			
Valore iniziale	948	4.389	5.337
Incrementi		2.401	2.401
Decrementi	(980)	(14)	(994)
Differenze di cambio da conversione	43	244	287
Variazione dell'area di consolidamento	(299)	(1.654)	(1.953)
Altre variazioni	1.172	(1.299)	(127)
Valore finale	884	4.067	4.951
2021			
Valore iniziale	849	4.169	5.018
Incrementi		1.102	1.102
Decrementi	(934)	(5)	(939)
Differenze di cambio da conversione	38	231	269
Variazione dell'area di consolidamento	14	89	103
Altre variazioni	981	(1.197)	(216)
Valore finale	948	4.389	5.337

La passività per beni in leasing è riferibile per €494 milioni (€1.684 milioni al 31 dicembre 2021) alla quota delle passività di competenza di joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing per €994 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €315 milioni.

La passività per beni in leasing è denominata in dollari USA per €3.296 milioni e in euro per €1.491 milioni.

Le altre variazioni relative al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing riguardano essenzialmente la chiusura anticipata o la rinegoziazione di contratti di leasing.

I debiti per beni in leasing verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021	2020
Altri ricavi e proventi			
- proventi da remeasurement delle passività per beni in leasing	6	18	12
	6	18	12
Acquisti, prestazioni e costi diversi			
- leasing di breve durata	113	85	67
- leasing di modico valore	27	31	37
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	14	14	7
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(5)	(4)	(2)
	149	126	109
Ammortamenti e svalutazioni			
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	1.013	928	928
- capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(186)	(110)	(96)
- svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing	18	59	47
- riprese di valore diritto di utilizzo beni in leasing	(14)		
	831	877	879
Proventi (oneri) finanziari			
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(315)	(304)	(347)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	8	5	7
- differenze di cambio nette su passività per beni in leasing	(4)	(34)	24
	(311)	(333)	(316)

14 ATTIVITÀ IMMATERIALI

(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Altre attività a vita utile indefinita	Totale
2022							
Valore iniziale netto	913	155	845	1.913	2.862	24	4.799
Investimenti	53	28	275	356			356
Ammortamenti	(12)	(74)	(224)	(310)			(310)
Svalutazioni			(14)	(14)	(153)		(167)
Riprese di valore							
Radiazioni	(13)			(13)			(13)
Variazione dell'area di consolidamento	(200)		391	191	482		673
Differenze di cambio da conversione	54		1	55	11		66
Altre variazioni	(2)	67	120	185	(64)		121
Valore finale netto	793	176	1.394	2.363	3.138	24	5.525
Valore finale lordo	1.428	1.806	3.705	6.939			
Fondo ammortamento e svalutazione	635	1.630	2.311	4.576			
2021							
Valore iniziale netto	888	162	589	1.639	1.297		2.936
Investimenti	12	28	244	284			284
Ammortamenti	(30)	(89)	(168)	(287)			(287)
Svalutazioni		(2)	(14)	(16)	(22)		(38)
Riprese di valore	21			21			21
Radiazioni	(35)			(35)			(35)
Variazione dell'area di consolidamento		11	226	237	1.574	24	1.835
Differenze di cambio da conversione	57		2	59	13		72
Altre variazioni		45	(34)	11			11
Valore finale netto	913	155	845	1.913	2.862	24	4.799
Valore finale lordo	1.707	1.709	4.843	8.259			
Fondo ammortamento e svalutazione	794	1.554	3.998	6.346			

I diritti e potenziale esplorativo riguardano il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintantoché è confermato il commitment del management nell'iniziativa. Gli investimenti dell'anno riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi in Egitto, Mozambico, Emirati Arabi Uniti, Costa d'Avorio e Gabon.

L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Diritti esplorativi proved	104	236
Diritti esplorativi unproved	689	677
	793	913

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.

Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €13 milioni sono riferite all'abbandono delle iniziative sottostanti.

La variazione dell'area di consolidamento relativa alle attività immateriali a vita utile definita riguardano: (i) per €200 milioni il deconsolidamento delle società Eni Angola SpA, Eni Angola Exploration BV e Eni Angola Production BV che sono state conferite alla joint venture Azure Energy Holdings Ltd; (ii) per €391 milioni le acquisizioni effettuate nell'ambito delle attività renewables di Plenitude e sono riferite in particolare a PLT Energia Srl (€195 milioni) e Energia Eolica Boreas SLU (€153 milioni).

Le altre variazioni relative alle attività immateriali a vita utile definita riguardano per €277 milioni l'allocazione definitiva di alcune acquisizioni effettuate nel 2021 la cui allocazione del prezzo era stata effettuata su basi provvisorie (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 – Altre informazioni) e per €115 milioni il decremento relativo alla riclassifica ad attività destinate alla vendita dei diritti di trasporto di gas naturale di importazione dall'Algeria a seguito dell'accordo con Snam SpA relativo alla cessione del 49,9% della società consolidata Eni Corridor Srl (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 25 – Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili).

Le altre attività immateriali riguardano: (i) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €685 milioni (€139 milioni al 31 dicembre 2021) di cui €609 milioni relativi alla linea di business Plenitude essenzialmente per attività connesse a fonti di energia rinnovabili; (ii) attività per acquisizione di clientela della linea business Plenitude di €360 milioni (€348 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) customer relationship per €101 milioni rilevati a seguito dell'acquisizione del gruppo Finproject (€109 milioni al 31 dicembre 2021).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e non hanno subito variazioni apprezzabili rispetto all'esercizio 2021:

(%)	
Diritti e potenziale esplorativo	UOP
Altre concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Attività per acquisizione della clientela	17 - 33
Altre immobilizzazioni immateriali	3 - 20

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.662 milioni. Il goodwill per settore di attività e linea di business si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Plenitude	2.927	2.446
Refining & Marketing	102	173
Exploration & Production		139
Chimica	93	93
Corporate e Altre attività	16	11
	3.138	2.862

La svalutazione del goodwill nel 2022 è riferita essenzialmente al settore Exploration & Production.

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill è riferita: (i) per €412 milioni all'acquisizione del 100% di PLT Energia Srl e SEF Srl; (ii) per €52 milioni all'acquisizione del 100% della SKGR Energy Single Member SA (ora Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA); (iii) per €18 milioni all'acquisizione del 100% della società Energía Eólica Boreas SLU.

Le altre variazioni relative al goodwill riguardano essenzialmente l'allocazione definitiva di alcune acquisizioni effettuate nel 2021 la cui allocazione del prezzo era stata effettuata su basi provvisorie. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 – Altre informazioni.

Le informazioni sulle allocazioni del goodwill derivanti dalle operazioni di business combination sono fornite alla nota n. 5 – Business combination.

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficino delle sinergie derivanti dall'acquisizione.

Con riferimento alla linea di business Plenitude relativa alle attività di vendita retail di gas naturale ed elettricità con significativi valori allocati di goodwill, in considerazione della maggiore integrazione tra i vari Paesi in cui opera il Gruppo Plenitude e delle possibili sinergie transnazionali, la CGU definita per la valutazione di recuperabilità del goodwill di complessivi €1.214 milioni derivante dalle acquisizioni è stata estesa dall'Italia all'intero perimetro di attività Mercato e ridenominata Retail. Tale goodwill riguarda: il buy-out delle minorities ex Italgas nel 2003 per €706 milioni, società italiane focalizzate in ambiti territoriali circoscritti, sinergiche ai principali bacini di attività Eni (€198 milioni) in esercizi passati, l'acquisizione nel 2021 del 100% di Aldro Energía y Soluciones SLU (ora Eni Plenitude Iberia SLU) attiva nel mercato iberico (€168 milioni), nonché il goodwill preesistente per l'acquisizione di Eni Gas & Power France SA (€95 milioni) e altri importi minori. In sede di impairment test la CGU Retail conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

La recuperabilità del valore di libro della CGU Retail, compreso l'ammontare del goodwill allocato, è stata verificata mediante confronto con il valore d'uso stimato sulla base dei flussi di cassa del piano quadriennale approvato dal management e di un valore terminale calcolato con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno del piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato rispetto al 2021. I flussi di cassa sono stati attualizzati al WACC post-tax dell'attività retail rettificato per il rischio dei paesi di operatività, pari a una media di circa il 4,24%. Non vi sono ipotesi razionali di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di circa €7 miliardi del valore d'uso della CGU Retail rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa allocato.

Nella linea di business Plenitude relativa alle attività rinnovabili, le CGU sono state individuate a livello di progetto significativo, in alcuni casi raggruppati a livello societario per i progetti/impianti caratterizzati da rilevanti sinergie. I flussi di cassa comprendono sia quelli relativi agli asset esistenti sia quelli connessi al processo di repowering. Per le acquisizioni 2022, l'impairment è stato condotto aggiornando il modello di valutazione utilizzato per l'acquisizione confermando la recuperabilità dei goodwill allocati alle varie CGU.

Il goodwill della linea di business Plenitude relativo all'attività E-mobility è riferito all'acquisizione avvenuta nel 2021 del 100% di Be Power SpA che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica (€717 milioni) ed è stato valutato aggiornando il modello di valutazione dell'operazione.

15 RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITÀ MATERIALI, IMMATERIALI E DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING. VARIABILITÀ DEI RISULTATI AGLI SCENARI DI DECARBONIZZAZIONE.

La recuperabilità dei valori d'iscrizione delle cash generating unit (CGU) Oil & Gas è la più importante delle stime contabili critiche del bilancio Eni in ragione del peso del capitale investito nel settore sul totale dell'attivo consolidato. La determinazione dei flussi di cassa attesi associati all'uso delle CGU Oil & Gas è funzione del giudizio e delle valutazioni soggettive del management in relazione al futuro andamento di variabili caratterizzate da un'elevata alea d'incertezza quali i prezzi degli idrocarburi, le vite utili degli asset, le proiezioni di costi operativi e di sviluppo, compreso gli oneri di CO2 relativamente alle geografie dove vi sono obblighi legali, i volumi di riserve che saranno effettivamente recuperati, il timing e i costi di decommissioning. Le previsioni di prezzo adottate da Eni sono elaborate sulla base dell'analisi dei fondamentali della domanda e dell'offerta nel lungo termine, considerando la possibile evoluzione del mix energetico globale al 2050 in relazione agli impegni di decarbonizzazione degli Stati e dell'EU in vista del conseguimento degli obiettivi dell'Accordo di Parigi, la velocità del processo di transizione energetica, la crescita economica e demografica, l'evoluzione delle tecnologie e il cambiamento nelle preferenze dei consumatori. Tali assunzioni sono riflesse nelle strategie aziendali e nelle decisioni d'investimento, oltre che essere impiegate nelle valutazioni di recuperabilità del valore contabile dei progetti Oil & Gas.

Con riferimento al breve termine, il management considera anche le curve forward e le previsioni di banche d'affari e altri istituti specializzati.

Eni riconosce e sostiene il processo di transizione dell'economia verso un modello low carbon e gli obiettivi della COP 21 di Parigi e su tale base ha elaborato una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali del Gruppo, che riguarda la neutralità carbonica al 2050. In coerenza con tale percorso e con la progressiva evoluzione del portafoglio prodotti della Compagnia, il management ha adottato uno scenario prezzi degli idrocarburi mid-cycle che assume l'equilibrio tra domanda e offerta globale, la moderazione della crescita economica e delle pressioni inflazionistiche e il progressivo phase out del petrolio dal mix energetico globale per il conseguimento degli obiettivi climatici definiti dall'Accordo di Parigi. Le previsioni prezzo dello scenario mid-cycle rappresentano la miglior stima del management e costituiscono la base per le decisioni d'investimento, i piani operativi e i test di recuperabilità degli asset Oil & Gas Eni.

Di seguito le principali assunzioni di prezzo per la valutazione di recuperabilità degli asset Oil & Gas, in moneta reale 2022:

	2023	2025	2030	2040	2050
Petrolio Brent \$/bbl	73	63	62	53	43
Prezzo del gas naturale TTF \$mmBtu	23,5	13,5	6,0	6,0	5,5

Tale scenario non si discosta in misura significativa rispetto a quello adottato nel bilancio precedente.

Il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa futuri delle CGU è stato stimato come media ponderata del costo del capitale proprio (Ke) e del capitale di debito, in base alla metodologia del capital asset pricing model. Nello specifico, il Ke considera sia il premio per il rischio mercato non diversificabile misurato sulla base dei rendimenti di lungo termine dello S&P500, sia un premio addizionale che considera l'esposizione ai rischi operativi dei Paesi di attività e i rischi della transizione energetica. Per le valutazioni del 2022, è stato stimato un costo del capitale di Gruppo di circa il 7%, invariato rispetto al 2021 per effetto di un minore costo dell'equity dovuto alla riduzione del rischio finanziario della società, che ha compensato l'aumento dei tassi risk-free. Tale tasso è declinato nei diversi paesi di conduzione delle attività Oil & Gas aggiungendo un premio differenziale rispetto al medio di portafoglio che sconta gli specifici rischi operativi di ciascuna geografia (WACC adjusted).

Sulla base dello scenario prezzi descritto e dei WACC paese così determinati, si registra la sostanziale tenuta dei valori d'iscrizione delle proprietà, ad eccezione di alcuni asset che sono stati allineati ai minori valori recuperabili per effetto di revisioni negative delle riserve e/o dei costi, rilevando circa €432 milioni di svalutazioni nette. Le geografie interessate sono state principalmente UK, Congo, Egitto, USA e Algeria, in questo caso per rilascio di una concessione. I tassi di attualizzazione post-tax dei flussi sono compresi in un range 6,2% - 11,1%.

Nel complesso il valore d'uso delle proprietà Oil & Gas stimato allo scenario e ai tassi di attualizzazione Eni, esprime un headroom (differenza tra il valore d'uso e i valori di libro) pari a circa il 100% del valore di libro degli asset. L'headroom del portafoglio complessivo sconta i costi attesi che il Gruppo ha pianificato per l'acquisto di crediti di carbonio nell'ambito della partecipazione ai progetti di conservazione delle foreste, che afferiscono al framework REDD+ definito dalle Nazioni Unite. Nel calcolo sono inclusi gli asset di tutte le società consolidate, delle joint ventures e collegate, esclusa la Vår Energi AS e Azule Energy Holdings Ltd e un asset oggetto di arbitrato. Considerata la soggettività delle assunzioni sottostanti la stima del valore d'uso, il management ha elaborato le seguenti analisi di sensitività dei valori degli asset Oil & Gas a differenti scenari: (i) taglio lineare del -10% dei prezzi degli idrocarburi in tutti gli anni delle proiezioni di flussi di cassa; (ii) assunzione delle proiezioni di prezzi degli idrocarburi e di costi della CO₂ dello scenario di decarbonizzazione Net Zero Emission 2050 (NZE 2050) elaborato dalla IEA.

Di seguito i risultati in termini di variazione dell'headroom e di potenzili impatti di conto economico pre-tax:

	Headroom valore d'uso delle CGU O&G Vs Valori di libro		Assunzioni al 2050 in termini reali USD 2022		
	Costi CO ₂ deducibili	Costi CO ₂ non deducibili	Prezzo Brent	Prezzo gas europeo	Costo CO ₂
Scenario Eni	>100%	-	43 \$/bbl	5,5 \$/mmBTU	Proiezioni costi CO ₂ EU/ETS + previsione costi di forestry
Haircut del 10% prezzi scenario Eni	80%	-	39 \$/bbl	5,0 \$/mmBTU	Proiezioni costi CO ₂ EU/ETS + previsione costi di forestry
Scenario IEA NZE 2050	55%	49%	24 \$/bbl	3,8 \$/mmBTU	250-180\$ per tonnellata di CO ₂ (*)

(*) Prezzo differenziato a seconda di economia classificata come "avanzata" o "emergente"

Sensitivity - 10% allo scenario prezzi per le valutazioni di bilancio

(€ miliardi)	Valore di libro	Sensitivity(*)
Attività Exploration & Production	44	-0,7
Raffinerie tradizionali	-	
Totale	44	-0,7

Prezzi degli idrocarburi e costi della CO₂ dallo scenario IEA NZE 2050

(€ miliardi)	Valore di libro	Sensitivity(*)	
Attività Exploration & Production	44	-2,1	-2,8
Raffinerie tradizionali	-		
Totale	44	-2,1	-2,8

(*) Il range della sensitivity dipende dall'assunzione di deducibilità o meno dei costi di CO₂

Queste sensitivity non considerano possibili azioni di recupero di valore, quali riprogrammazione e/o cancellazione di attività di sviluppo pianificate, rinegoziazioni contrattuali, effetto sui costi o azioni volte ad accelerare il pay-back period.

La sensitivity non è stata applicata alle linee di business Chimica e Generazione elettrica da gas a motivo dei valori contabili poco significativi (rispettivamente, €595 milioni e €690 milioni) e della vita economico-tecnica residua.

16 PARTECIPAZIONI

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

	2022				2021			
(€ milioni)	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale
Valore iniziale	44	2.057	3.786	5.887	80	2.832	3.837	6.749
Acquisizioni e sottoscrizioni	21	900	686	1.607	1	558	103	662
Cessioni e rimborsi	(2)	(1)	(477)	(480)	(21)	(231)	(133)	(385)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	5	474	1.684	2.163	6	31	165	202
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(6)	(197)	(82)	(285)	(3)	(910)	(381)	(1.294)
Decremento per dividendi	(3)	(483)	(708)	(1.194)	(25)	(586)	(16)	(627)
Variazione dell'area di consolidamento	5	(710)	(1.122)	(1.827)	5	355		360
Differenze di cambio da conversione	2	(209)	230	23	2	83	296	381
Altre variazioni	(16)	5.234	980	6.198	(1)	(75)	(85)	(161)
Valore finale	50	7.065	4.977	12.092	44	2.057	3.786	5.887

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €624 milioni il versamento in conto aumento di capitale di Saipem SpA; (ii) per €306 milioni l'accordo di partnership per l'acquisto di una quota azionaria del 25% nella Qatar Liquefied Gas Company Limited (9) (Eni 25%) che partecipa con una quota del 12,5% nel progetto North Field East (NFE) assicurando ad Eni una quota del 3,125% nel progetto che prevede lo sviluppo delle riserve di gas naturale del Paese mediante costruzione di impianto di liquefazione su più treni della capacità combinata di 32 milioni di tonnellate/anno (MTPA); (iii) per €161 milioni l'acquisizione da Equinor e SSE Renewables del 20% delle partecipazioni Doggerbank Offshore Wind Farm Project 3 Holdco Ltd che sta sviluppando l'omonimo progetto eolico offshore nel Mare del Nord britannico. Nel corso del 2022 la società è stata conferita alla joint venture norvegese Vårgrønn AS (Eni 65%).

Le cessioni e rimborsi riguardano: (i) il rimborso di capitale di Angola LNG Ltd per €375 milioni; (ii) la cessione di una quota del 6% di Vår Energi ASA per €91 milioni a seguito della quotazione attraverso una IPO presso la borsa di Oslo e alle successive vendite effettuate sul mercato.

Le plusvalenze da valutazione al patrimonio netto sono riferite essenzialmente a: (i) Vår Energi ASA per €691 milioni; (ii) Azule Energy Holdings Ltd per €455 milioni; (iii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €359 milioni; (iv) Angola LNG Ltd di €290 milioni; (v) ADNOC Global Trading Ltd per €170 milioni; (vi) Coral FLNG SA per €140 milioni.

Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto sono riferite a: (i) Saipem SpA per €82 milioni; (ii) Mozambique Rovuma Venture SpA per €72 milioni; (iii) Novamont SpA per €53 milioni.

Il decremento per dividendi è riferito per €475 milioni alla Azule Energy Holdings Ltd, per €469 milioni alla Vår Energi ASA, per €142 milioni alla Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) e per €54 milioni alla ADNOC Global Trading Ltd.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €1.122 milioni alla Angola LNG Ltd che è stata conferita nella business combination Azule Holdings Ltd e per €731 milioni alle Dogger Bank (A, B e C) che sono state conferite nella business combination Vårgrønn AS. Le business combination sono commentate alla nota n. 5 – Business combination.

Le altre variazioni comprendono l'inserimento della joint venture Azule Energy Holdings Ltd per €5.352 milioni e della joint venture Vårgrønn AS per €374 milioni.

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2022		31.12.2021	
	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
Imprese controllate:				
- Eni BTC Ltd	1	100,00	2	100,00
- Altre	49		42	
	50		44	
Imprese in joint venture:				
- Azule Energy Holdings Ltd	5.073	50,00		
- Saipem SpA	645	31,20	137	31,20
- Cardón IV SA	433	50,00	279	50,00
- Vårgrønn AS	370	65,00	3	69,60
- Mozambique Rovuma Venture SpA	308	35,71	355	35,71
- GreenIT SpA	74	51,00	9	51,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd	41	50,00	54	50,00
- Hergo Renewables SpA	33	65,00		
- Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	29	70,00	27	70,00
- Vår Energi AS			645	69,85
- Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd			246	20,00
- Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd			238	20,00
- Altre	59		64	
	7.065		2.057	
Imprese collegate:				
- Abu Dhabi Oil Refining Company (Takreer)	2.497	20,00	2.151	20,00
- Vår Energi ASA	763	63,08		
- Coral FLNG SA	330	25,00	156	25,00
- Qatar Liquefied Gas Company Limited (9)	302	25,00		
- Novamont SpA	255	35,00		
- ADNOC Global Trading Ltd	158	20,00	42	20,00
- Novis Renewables Holdings Llc	74	49,00	75	49,00
- Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	73	99,00	71	99,00
- United Gas Derivatives Co	72	33,33	75	33,33
- Angola LNG Ltd			1.084	13,60
- Altre	453		132	
	4.977		3.786	
	12.092		5.887	

La partecipazione posseduta nella società Vår Energi ASA è stata riclassificata da joint venture a collegata a seguito della quotazione attraverso una IPO presso la borsa di Oslo e alle successive operazioni di “private placement” presso investitori istituzionali. La partecipazione nella società Novamont SpA è stata riclassificata da altra partecipazione a collegata a seguito dell'accordo raggiunto tra Eni e Novamont che ha risolto le controversie sulla gestione della compartecipata in joint venture Matrica, impegnata nello sviluppo di filiere di chimica rinnovabile, con aumento della quota di partecipazione Eni in Novamont.

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I valori di libro delle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto sono superiori rispetto ai patrimoni netti contabili per €74 milioni.

Al 31 dicembre 2022 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA e della Vår Energi ASA, uniche società quotate in borsa partecipata da Eni valutate ad equity, sono i seguenti:

	Saipem SpA	Vår Energi ASA
Numero di azioni ordinarie	622.476.192	1.574.616.035
% di partecipazione	31,20	63,08
Prezzo delle azioni (€)	1,12750	3,19470
Valore di mercato (€ milioni)	702	5.030
Valore di libro (€ milioni)	645	763

Al 31 dicembre 2022 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem è superiore al valore di libro della partecipazione di €57 milioni, allineata alla corrispondente frazione del patrimonio netto contabile della partecipata.

Al 31 dicembre 2022 la capitalizzazione di borsa del titolo Vår Energi ASA per la quota Eni è superiore di €4.267 milioni rispetto al valore di libro della partecipazione.

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 37 – Altre informazioni sulle partecipazioni.

ALTRE PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2022	2021
Valore iniziale	1.294	957
Acquisizioni e sottoscrizioni	68	175
Valutazione al fair value con effetto a OCI	56	105
Differenze di cambio da conversione	42	57
Altre variazioni	(258)	
Valore finale	1.202	1.294

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando principalmente, quale tecnica di valutazione, un approccio che tiene conto del patrimonio netto contabile e del valore attuale degli extra redditi attesi (cd. residual income approach). Tale tecnica di valutazione considera, tra l'altro, i seguenti input: (i) gli utili netti attesi, considerati rappresentativi della futura profittabilità delle partecipate, determinati sulla base dei piani aziendali e rettificati, ove opportuno, per tener conto delle ipotesi che sarebbero considerate da operatori di mercato; (ii) il costo del capitale, rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolgono le attività intraprese dalle partecipate. Variazioni dell'1% del costo del capitale considerato nella valutazione non producono significative modifiche alla valutazione del fair value.

I dividendi distribuiti dalle altre partecipazioni minoritarie sono commentati alla nota n. 32 - Proventi (oneri) su partecipazioni.

Le altre variazioni comprendono la riclassifica a partecipazioni collegate della Novamont SpA per €220 milioni.

Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2022 include la Nigeria LNG Ltd per €668 milioni (€637 milioni al 31 dicembre 2021) e la Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €108 milioni (€124 milioni al 31 dicembre 2021).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2022 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022" che costituisce parte integrante delle presenti note.

17 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

(€ milioni)	31.12.2022		31.12.2021	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	11	1.911	17	1.832
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	8		39	
	19	1.911	56	1.832
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	1.485		4.252	
	1.504	1.911	4.308	1.832
Titoli strumentali all'attività operativa		56		53
	1.504	1.967	4.308	1.885

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione che si analizza come segue:

(€ milioni)	2022	2021
Valore iniziale	403	352
Accantonamenti	13	41
Utilizzi	(43)	(15)
Differenze di cambio da conversione	21	25
Altre variazioni	(3)	
Valore finale	391	403

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€1.823 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziate. L'esposizione maggiore è nei confronti: (i) della Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) per €1.187 milioni (€1.008 milioni al 31 dicembre 2021), impegnata nello sviluppo delle riserve di gas naturale della scoperta Mamba nell'Area 4 dell'offshore del Mozambico; (ii) della Coral FLNG SA (Eni 25%) per €356 milioni (€383 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) della joint venture Cardón IV SA (Eni 50%) in Venezuela, nei confronti della quale è outstanding un credito finanziario di €20 milioni (€199 milioni al 31 dicembre 2021), valutato con la stessa metodologia dei crediti commerciali verso l'ente di Stato.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €164 milioni (€399 milioni al 31 dicembre 2021).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €1.911 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,8% e 5,1% (-0,3% e 1,7% al 31 dicembre 2021).

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano per €1.266 milioni (€4.233 milioni al 31 dicembre 2021) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati riferiti essenzialmente al settore Global Gas & LNG Portfolio.

I crediti finanziari sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €1.329 milioni e €2.038 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa sono emessi da Stati Sovrani.

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021) sono vincolati a garanzia del cauzioneamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo Ammortizzato (€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati Sovrani							
<i>Tasso fisso</i>							
Italia	20	20	18	da 0,0 a 2,65	dal 2022 al 2031	Baa3	BBB
Altri (*)	24	25	23	da 0,0 a 0,20	dal 2023 al 2026	da Aa1 a Baa1	da AA+ a A-
<i>Tasso variabile</i>							
Italia	12	12	12	da 1,51 a 2,96	dal 2024 al 2026	Baa3	BBB
Altri							
Totale Stati Sovrani	56	57	53				

(*) Di importo unitario inferiore a €10 milioni.

Tutti i titoli in portafoglio scadono entro cinque anni.

Il fair value dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

18 DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Debiti commerciali	19.527	16.795
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	606	552
Debiti verso fornitori per attività di investimento	2.561	1.732
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.235	1.188
Debiti verso altri	1.781	1.453
	25.710	21.720

L'incremento dei debiti commerciali di €2.732 milioni è riferito ai settori Global Gas & LNG Portfolio per €1.281 milioni e Refining & Marketing e Chimica per €1.248 milioni.

I debiti verso altri comprendono: (i) debiti verso il personale per €255 milioni (€328 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) gli importi ancora dovuti per l'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term di €284 milioni (€185 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €100 milioni (€112 milioni al 31 dicembre 2021).

I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €14.971 milioni e €10.049 milioni.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

19 PASSIVITÀ FINANZIARIE

	31.12.2022				31.12.2021			
	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
(€ milioni)								
Banche	3.645	851	1.999	6.495	362	347	4.650	5.359
Obbligazioni ordinarie		2.140	16.372	18.512		913	18.049	18.962
Obbligazioni convertibili						399		399
Sustainability-Linked Bond		2	996	998		2	996	998
Debiti finanziari rappresentati da titoli di credito	34			34	836			836
Altri finanziatori	767	104	7	878	1.101	120	19	1.240
	4.446	3.097	19.374	26.917	2.299	1.781	23.714	27.794

Il decremento delle passività finanziarie di €877 milioni è dettagliato nella tabella “Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento” riportata alla fine della presente nota.

I debiti finanziari rappresentati da titoli di credito riguardano l'emissione di commercial paper da parte delle società finanziarie del Gruppo.

Al 31 dicembre 2022 le passività finanziarie con banche comprendono per €1.300 milioni contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità.

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa Banca. Al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €862 milioni e a €899 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Le obbligazioni ordinarie riguardano il programma di Euro Medium Term Notes per complessivi €14.953 milioni e altri prestiti obbligazionari per complessivi €3.559 milioni.

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza		Tasso (%)	
(€ milioni)					da	a	da	a
Società emittente								
<i>Euro Medium Term Notes</i>								
Eni SpA	1.200	15	1.215	EUR		2025		3,750
Eni SpA	1.000	29	1.029	EUR		2029		3,625
Eni SpA	1.000	15	1.015	EUR		2023		3,250
Eni SpA	1.000	11	1.011	EUR		2026		1,500
Eni SpA	1.000	10	1.010	EUR		2031		2,000
Eni SpA	1.000	3	1.003	EUR		2026		1,250
Eni SpA	1.000	3	1.003	EUR		2030		0,625
Eni SpA	900		900	EUR		2024		0,625
Eni SpA	800	2	802	EUR		2028		1,625
Eni SpA	750	11	761	EUR		2024		1,750
Eni SpA	750	8	758	EUR		2027		1,500
Eni SpA	750	(3)	747	EUR		2034		1,000
Eni SpA	650	4	654	EUR		2025		1,000
Eni SpA	600	(2)	598	EUR		2028		1,125
Eni Finance International SA	1.639	6	1.645	USD	2026	2027		variabile
Eni Finance International SA	795	7	802	EUR	2025	2043	1,275	5,441
	14.834	119	14.953					
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>								
Eni SpA	937	10	947	USD		2023		4,000
Eni SpA	937	5	942	USD		2028		4,750
Eni SpA	937	1	938	USD		2029		4,250
Eni SpA	328	1	329	USD		2040		5,700
Eni USA Inc	375		375	USD		2027		7,300
PLT Energia Srl	18		18	EUR		2031		variabile
SEF Srl	10		10	EUR		2026		7,000
	3.542	17	3.559					
	18.376	136	18.512					

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.723 milioni. Nel corso del 2022 non sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie.

Le informazioni relative alle obbligazioni sustainability-linked bond emesse da Eni SpA sono le seguenti:

	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
(€ milioni)						
Eni SpA	1.000	(2)	998	EUR	2028	0,375

Nell'ambito del programma di Euro Medium-Term Notes, Eni ha emesso nel 2021 sustainability-linked bond per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, che riguardano: (i) Net Carbon Footprint upstream (emissioni GHG Scope 1 + Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti entro il 2024; (ii) capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2022 il programma risulta utilizzato per €15,8 miliardi.

Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2022				31.12.2021			
	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio (%)
Euro	3.994	0,9	17.171	1,8	1.356		20.399	1,5
Dollaro USA	337	2,2	5.298	5,1	928	0,2	5.096	3,8
Altre valute	115		2	2,4	15	(0,3)		
Totale	4.446		22.471		2.299		25.495	

Al 31 dicembre 2022 Eni dispone di linee di credito uncommitted non utilizzate a breve termine per €5.475 milioni e di linee di credito committed di €8.298 milioni. Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. Le linee di credito committed si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Linee di credito Sustainability-Linked a lungo comprensive delle quote a breve non utilizzate	8.100	2.800
Altre linee di credito a lungo non utilizzate	2	20
Linee di credito Sustainability-Linked a lungo utilizzate		2.050
Altre linee di credito a lungo utilizzate	70	162
Linee di credito a lungo termine	8.172	5.032
Altre linee di credito a breve non utilizzate	43	15
Altre linee di credito a breve utilizzate	83	67
Linee di credito a breve termine	126	82
	8.298	5.114

Al 31 dicembre 2022 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Obbligazioni ordinarie e Sustainability-Linked Bond	18.167	23.070
Obbligazioni convertibili		513
Banche	2.733	5.029
Altri finanziatori	111	138
	21.011	28.750

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,8% e 5,1% (-0,3% e 1,7% al 31 dicembre 2021).

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

VARIAZIONI DELLE PASSIVITA' FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITA' DI FINANZIAMENTO

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale
Valore al 31.12.2021	25.495	2.299	5.337	33.131
Variazioni monetarie	(3.944)	1.375	(994)	(3.563)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	208	567	291	1.066
Variazione area di consolidamento	475	(93)	(1.953)	(1.571)
Altre variazioni non monetarie	237	298	2.270	2.805
Valore al 31.12.2022	22.471	4.446	4.951	31.868
Valore al 31.12.2020	23.804	2.882	5.018	31.704
Variazioni monetarie	666	(910)	(939)	(1.183)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	255	153	303	711
Variazione area di consolidamento	545	160	103	808
Altre variazioni non monetarie	225	14	852	1.091
Valore al 31.12.2021	25.495	2.299	5.337	33.131

La variazione dell'area di consolidamento è riferita al settore Exploration & Production per €2.013 milioni e, in aumento, alla linea di business Plenitude per €580 milioni.

Le altre variazioni non monetarie comprendono €2.401 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing (€1.102 milioni al 31 dicembre 2021).

Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 13 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

I debiti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 – Rapporti con parti correlate.

20 ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
A. Disponibilità liquide	3.351	2.758
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	6.804	5.496
C. Altre attività finanziarie correnti	9.736	10.553
D. Liquidità (A+B+C)	19.891	18.807
E. Debito finanziario corrente	6.588	3.613
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	1.839	1.415
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	8.427	5.028
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(11.464)	(13.779)
I. Debito finanziario non corrente	6.073	9.058
J. Strumenti di debito	17.368	19.045
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	23.441	28.103
M. Totale indebitamento finanziario (H+L)	11.977	14.324

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €92 milioni soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico che sono commentate alla nota n. 7 – Attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico; (ii) crediti finanziari che sono commentati alla nota n. 17 - Altre attività finanziarie.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 19 – Passività finanziarie.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €884 milioni e €4.067 milioni (rispettivamente €948 milioni e €4.389 milioni al 31 dicembre 2021) di cui, €494 milioni (€1.684 milioni al 31 dicembre 2021) relativi alla quota delle passività di competenza dei joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call. Maggiori informazioni sulle passività per beni in leasing sono riportate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

21 FONDI PER RISCHI E ONERI

(€ milioni)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte non sul reddito	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione Everen (ex OIL)	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2021	9.621	2.206	452	211	295	195	93	520	13.593
Accantonamenti	334	1.971	552	54	115	37	4	319	3.386
Rilevazione iniziale e variazione stima	(80)								(80)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	218	(18)						(1)	199
Utilizzi a fronte oneri	(567)	(364)	(24)	(8)	(95)			(160)	(1.218)
Utilizzi per esuberanza	(5)	(223)	(51)	(2)				(21)	(302)
Differenze cambio da conversione	303	3	16	10		3		9	344
Variazione area di consolidamento	(553)			(66)				1	(618)
Altre variazioni	51	(72)	2	20	12	(46)		(4)	(37)
Valore al 31.12.2022	9.322	3.503	947	219	327	189	97	663	15.267

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project accoglie: (i) per €7.757 milioni la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti; (ii) per €1.060 milioni la stima degli oneri per social project del settore Exploration & Production; (iii) per €475 milioni la stima dei costi di abbandono di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie della business Refining & Marketing. Nel 2022 sono stati rilevati accantonamenti al fondo abbandono e ripristino siti di €334 milioni relativi alla demolizione e rimozione di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie di raffinazione per le quali il management ha valutato l'assenza di prospettive economiche nell'attuale scenario dei prodotti raffinati, nonché la non percorribilità di opzioni di riconversione o di riutilizzo in processi di decarbonizzazione, in linea con la strategia Eni di progressivo disimpegno dal settore. La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'effetto dell'attualizzazione degli oneri futuri di decommissioning degli impianti Oil & Gas, al netto della revisione di stima dei costi e della rilevazione iniziale di nuovi progetti. Il fondo include anche la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti tra Eni SpA e la Regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (€664 milioni). Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico di €218 milioni sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra -0,3% e 6,1% (-0,4% e 3,8% al 31 dicembre 2021). La variazione dell'area di consolidamento è riferita principalmente al deconsolidamento delle società angolane conferite alla JV Azure Energy Holdings Ltd per €561 milioni. Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 50 anni.

Il fondo rischi ambientali accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste, alla data di bilancio, un'obbligazione legale o "constructive" dell'Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è

l'approvazione o la presentazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Nel 2022 è stato rilevato un accantonamento di €1.255 milioni relativo alle attività correnti di bonifica delle acque di falda presso i siti industriali dismessi in Italia, stimato sulla base dell'esperienza del management e del know-how accumulato sulla portata, ampiezza e tempi di realizzazione delle attività e di un quadro regolatorio più certo che hanno consentito di determinare in modo attendibile i futuri oneri. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind SpA per €2.391 milioni e alla linea di business Refining & Marketing per €705 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio ed è riferito al settore Global Gas & LNG Portfolio per €371 milioni e al settore Exploration & Production per €315 milioni.

Il fondo per imposte non sul reddito riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore ed è riferito al settore Exploration & Production per €194 milioni.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €78 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate e riguarda in particolare Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) per €154 milioni.

Il fondo mutua assicurazione OIL accoglie gli oneri relativi ai premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi 5 anni alla Mutua Assicurazione Everen Ltd (ex OIL Insurance Ltd) a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere.

22 FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Piani a benefici definiti:		
- TFR	177	227
- Piani esteri a benefici definiti	142	129
- Fidej, altri piani medici esteri e altri	126	162
	445	518
Altri fondi per benefici ai dipendenti	341	301
	786	819

L'ammontare della passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano gli incentivi monetari differiti per €115 milioni, i piani isopensione di Eni Plenitude SpA Società Benefit per €99 milioni, il contratto di espansione per €85 milioni, i premi di anzianità per €26 milioni e gli altri piani a lungo termine per €16 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	2022						2021					
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	227	761	162	1.150	301	1.451	258	1.140	182	1.580	268	1.848
Costo corrente	1	11	3	15	52	67	1	16	3	20	49	69
Interessi passivi	2	24	2	28	1	29	1	24	1	26		26
Rivalutazioni:	(26)	(118)	(33)	(177)	(22)	(199)		(118)	(6)	(124)	(11)	(135)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		9		9	(2)	7	(1)	(3)	(4)	(8)	(1)	(9)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(34)	(144)	(35)	(213)	(15)	(228)	(1)	(111)	3	(109)	2	(107)
- Effetto dell'esperienza passata	8	17	2	27	(5)	22	2	(4)	(5)	(7)	(12)	(19)
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					127	127					107	107
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		1		1		1
Benefici pagati	(28)	(30)	(8)	(66)	(87)	(153)	(36)	(39)	(8)	(83)	(56)	(139)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	1	(5)		(4)	(31)	(35)	3	(263)	(10)	(270)	(56)	(326)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	177	644	126	947	341	1.288	227	761	162	1.150	301	1.451
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		633		633		633		648		648		648
Interessi attivi		18		18		18		12		12		12
Rendimento delle attività a servizio del piano		(117)		(117)		(117)		(5)		(5)		(5)
Spese amministrative pagate		(1)		(1)		(1)						
Contributi al piano:		14		14		14		15		15		15
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		13		13		13		14		14		14
Benefici pagati		(21)		(21)		(21)		(28)		(28)		(28)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(23)		(23)		(23)		(9)		(9)		(9)
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		503		503		503		633		633		633
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio		1		1		1		1		1		1
Modifiche nel massimale di attività												
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)		1		1		1		1		1		1
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	177	142	126	445	341	786	227	129	162	518	301	819

I fondi per benefici ai dipendenti comprendono la passività attuariale, al netto delle attività al servizio del piano, di competenza dei partner per attività di esplorazione e produzione per un ammontare di €22 milioni e di €1 milione rispettivamente al 31 dicembre 2022 e al 31 dicembre 2021; a fronte di tale passività è stato iscritto un credito di pari ammontare.

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2022						
Costo corrente	1	11	3	15	52	67
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					127	127
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	2	24	2	28	1	29
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(18)		(18)		(18)
Totale interessi passivi (attivi) netti	2	6	2	10	1	11
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2	6	2	10		10
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(22)	(22)
Spese amministrative pagate		1		1		1
Totale	3	18	5	26	158	184
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"	1	12	3	16	158	174
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2	6	2	10		10
2021						
Costo corrente	1	16	3	20	49	69
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					107	107
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	1	24	1	26		26
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(12)		(12)		(12)
Totale interessi passivi (attivi) netti	1	12	1	14		14
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"						
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	1	12	1	14		14
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(11)	(11)
Totale	2	28	4	34	145	179
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"	1	16	3	20	145	165
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	1	12	1	14		14

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

	2022				2021			
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche		9		9	(1)	(3)	(4)	(8)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(34)	(144)	(35)	(213)	(1)	(111)	3	(109)
- Effetto dell'esperienza passata	8	17	2	27	2	(4)	(5)	(7)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		117		117		5		5
- Modifiche nel massimale di attività	(26)	(1)	(33)	(60)	(113)	(6)		(119)

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2022									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	23	25	260	11	4	4	26	146	499
- con prezzi non quotati in mercati attivi							4		4
	23	25	260	11	4	4	30	146	503
31.12.2021									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	95	43	299	8	3	1	23	157	629
- con prezzi non quotati in mercati attivi							4		4
	95	43	299	8	3	1	27	157	633

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2022					
Tasso di sconto	(%)	3,7	2,2-15,4	3,7	3,4-3,7
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,4	1,9-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	2,4	1,2-11,5	2,4	2,4
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-24	24	
2021					
Tasso di sconto	(%)	1,0	0,3-15,3	1,0	0,0-1,0
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	2,8	1,5-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	1,8	0,7-13,3	1,8	1,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-25	24	

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2022						
Tasso di sconto	(%)	3,5-3,8	2,2-4,8	3,8-15,4	7,0	2,2-15,4
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,9-3,0	3,0-4,0	1,9-12,5	5,0	1,9-12,5
Tasso d'inflazione	(%)	1,9-2,2	1,2-3,5	3,0-11,5	3,0	1,2-11,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	23-24	13-17		13-24
2021						
Tasso di sconto	(%)	0,9-1,2	0,3-1,9	3,0-15,3	6,7	0,3-15,3
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,5-3,0	2,5-4,0	1,9-12,5	5,0	1,5-12,5
Tasso d'inflazione	(%)	1,5-1,9	0,7-3,5	3,0-13,3	3,0	0,7-13,3
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-23	23-25	13-15		13-25

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario	Tasso di crescita delle pensioni
(€ milioni)	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
31.12.2022						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(6)	7	4			
Piani esteri a benefici definiti	(33)	34	19	10		13
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(6)	7			6	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(3)	3	1			
31.12.2021						
Effetto sull'obbligazione (DBO)						
TFR	(9)	9	6			
Piani esteri a benefici definiti	(49)	55	34	11		28
Fisde, altri piani medici esteri e altri	(10)	11			10	
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(4)	1	1			

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €134 milioni, di cui €40 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza e la durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti sono di seguito indicate:

(€ milioni)		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2022					
2023		14	29	7	94
2024		13	28	7	95
2025		14	26	7	85
2026		17	35	7	30
2027		15	31	7	16
Oltre		104	(7)	91	21
Durata media ponderata	(anni)	7,5	13,2	11,5	2,5
31.12.2021					
2022		16	23	9	83
2023		16	24	7	80
2024		18	29	7	69
2025		20	24	7	25
2026		20	25	7	11
Oltre		137	4	125	33
Durata media ponderata	(anni)	9,8	17,6	13,6	3,1

23 PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE E ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Passività per imposte differite lorde	9.315	10.668
Attività per imposte anticipate compensabili	(4.221)	(5.833)
Passività per imposte differite	5.094	4.835
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	8.790	8.546
Passività per imposte differite compensabili	(4.221)	(5.833)
Attività per imposte anticipate	4.569	2.713

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività per imposte differite e attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Passività per imposte differite lorde		
- ammortamenti eccedenti	6.707	7.346
- contratti derivati	788	916
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	288	408
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	276	166
- contratti di leasing IFRS 16	162	1.076
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	52	87
- altre	1.042	669
	9.315	10.668
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(6.752)	(7.374)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.986)	(2.400)
- ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(1.710)	(2.354)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(1.490)	(1.095)
- accantonamenti per svalutazione crediti e fondi rischi e oneri non deducibili	(1.246)	(1.417)
- contratti di leasing IFRS 16	(182)	(1.091)
- benefici ai dipendenti	(161)	(155)
- utili infragruppo	(68)	(71)
- derivati	(60)	(343)
- over/under lifting	(59)	(219)
- altre	(1.246)	(631)
	(14.960)	(17.150)
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	6.170	8.604
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	(8.790)	(8.546)

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

(€ milioni)	Passività per imposte differite lorde	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione
Valore al 31.12.2021	10.668	(17.150)	8.604	(8.546)
Incrementi	1.176	(2.215)	464	(1.751)
Decrementi	(1.351)	2.532	(2.409)	123
Variazioni con effetto ad OCI	382	(147)		(147)
Differenze di cambio da conversione	510	(499)	139	(360)
Variazione area di consolidamento	(1.850)	2.483	(838)	1.645
Altre variazioni	(220)	36	210	246
Valore al 31.12.2022	9.315	(14.960)	6.170	(8.790)
Valore al 31.12.2020	8.581	(16.231)	9.065	(7.166)
Incrementi	1.977	(1.783)	270	(1.513)
Decrementi	(765)	1.804	(863)	941
Differenze di cambio da conversione	683	(682)	186	(496)
Altre variazioni	192	(258)	(54)	(312)
Valore al 31.12.2021	10.668	(17.150)	8.604	(8.546)

Le perdite fiscali ammontano a €25.932 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €19.656 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €14.000 milioni e a società estere per €11.932 milioni; le relative attività per imposte anticipate al lordo del fondo svalutazione ammontano rispettivamente a €3.360 milioni e €3.392 milioni.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a cinque

esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali sono recuperabili con l'aliquota del 24% per le imprese italiane e con un'aliquota media del 28,4% per le imprese estere.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €3.951 milioni e a società estere per €2.219 milioni.

Le imposte sono indicate alla nota n. 33 – Imposte sul reddito.

24 STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

(€ milioni)	31.12.2022			31.12.2021		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
<i>Contratti su valute</i>						
- Currency swap	110	132	2	113	39	2
- Interest currency swap	1	144	2	30	7	2
- Outright	3	12	2	3	11	2
	114	288		146	57	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	137	58	2	13	43	2
	137	58		13	43	
<i>Contratti su merci</i>						
- Future	203	239	1	603	496	1
- Over the counter	63	73	2	102	121	2
- Altro		80	2	1	55	2
	266	392		706	672	
	517	738		865	772	
Contratti derivati di negoziazione						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter	9.508	8.590	2	12.050	11.939	2
- Future	6.683	5.525	1	6.555	5.002	1
- Opzioni		2	1			
	16.191	14.117		18.605	16.941	
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su merci</i>						
- Over the counter				7	735	2
- Future	339	192	1	193	1.672	1
	339	192		200	2.407	
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	21		2		3	2
	21				3	
	360	192		200	2.410	
Opzioni						
- Altre opzioni		144	3		62	3
		144			62	
Totale contratti derivati lordi	17.068	15.191		19.670	20.185	
Compensazione	(5.863)	(5.863)		(7.159)	(7.159)	
Totale contratti derivati netti	11.205	9.328		12.511	13.026	
Di cui:						
- correnti	11.076	9.042		12.460	12.911	
- non correnti	129	286		51	115	

Eni è esposta al rischio mercato, cioè al rischio che variazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di cambio e dei tassi d'interesse possano ridurre i cash flow attesi o il fair value degli asset. Eni stipula contratti derivati finanziari e fisici in mercati organizzati, MTF, OTF o negoziati nei circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) per ridurre o gestire tali rischi con sottostante commodity, valute o tassi, nonché in misura limitata e nel rispetto di soglie autorizzative interne, con finalità speculative cioè per trarre profitto da andamenti attesi di mercato.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di negoziazione riguarda vendite a termine di gas naturale per le quali è prevista la consegna fisica, non oggetto di applicazione della own use exemption, nonché operazioni di trading proprietario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Global Gas & LNG Portfolio con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a operazioni commerciali con elevata probabilità o a operazioni commerciali già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Ai fini della qualificazione di tali strumenti come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica con l'oggetto coperto in modo da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti. Le relazioni di copertura sono discontinue in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura.

Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 26 – Patrimonio netto. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

Nel 2021 Eni ha sottoscritto interest rate swap e cross currency swap sustainability-linked con primari istituti bancari che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Al 31 dicembre 2022 il fair value di tali contratti è attivo per €39 milioni.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.723 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €107 milioni nel corso del 2022) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.684 milioni).

La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita a Eni Global Energy Markets SpA.

Nel corso dell'esercizio 2022 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

	31.12.2022			31.12.2021		
	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
(€ milioni)						
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su commodity</i>						
- Over the counter	1	(7)		(461)	(2.016)	(46)
- Future	1.296	(3.893)	275	(364)	534	(5)
- Altri	82	1				
	1.379	(3.899)	275	(825)	(1.482)	(51)
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	17	16		84	3	
	17	16		84	3	
	1.396	(3.883)	275	(741)	(1.479)	(51)

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

	31.12.2022			31.12.2021		
(€ milioni)	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
<i>Rischio prezzo commodity</i>						
- Vendite programmate	4.138	(480)	(4.680)	86	(1.272)	(215)
	4.138	(480)	(4.680)	86	(1.272)	(215)
<i>Contratti su interessi</i>						
- Flussi su ammontari coperti				(3)	3	
				(3)	3	
	4.138	(480)	(4.680)	83	(1.269)	(215)

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

EFFETTI RILEVATI TRA GLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021	2020
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	275	(51)	(1)
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(2.011)	954	(765)
	(1.736)	903	(766)

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity.

I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

EFFETTI RILEVATI TRA I PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2022	2021	2020
- Strumenti finanziari derivati su valute	(70)	(322)	391
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	81	16	(40)
- Opzioni	2		
	13	(306)	351

I proventi finanziari netti su strumenti finanziari derivati comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity.

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

25 ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA E PASSIVITÀ DIRETTAMENTE ASSOCIABILI

Le attività destinate alla vendita di €264 milioni (€263 milioni al 31 dicembre 2021) e passività direttamente associabili €108 milioni (€124 milioni al 31 dicembre 2021) riguardano principalmente: i) l'accordo con Snam SpA relativo alla cessione del 49,9% della società consolidata Eni Corridor Srl che possiede (direttamente e indirettamente) le partecipazioni nelle società che gestiscono i due gruppi di gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia, in particolare i gasdotti onshore che si estendono dal confine tra Algeria e Tunisia fino alla costa tunisina (cd. gasdotto TTPC) e i gasdotti offshore che collegano la costa tunisina all'Italia (cd. gasdotto TMPC). Le società consolidate oggetto dell'accordo sono Eni Corridor Srl, Trans Tunisian Pipeline Co SpA, Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA, Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA e Transmediterranean Pipeline Co Ltd. I valori di iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €211 milioni (di cui attività correnti €72 milioni) e a €97 milioni (di cui passività correnti €85 milioni); ii) l'accordo di cessione delle attività esplorative in Gabon condotte dalla società consolidata Eni Gabon SA con valori contabili non significativi.

Nel corso dell'esercizio sono state cedute le attività destinate alla vendita indicate nel bilancio 2021 relative: i) agli asset in Pakistan descritti alla nota n. 5 – Business combination; (ii) alla partecipata Gas Distribution Company of Thessaloniki – Thessaly SA (EDA Thess) attiva nella distribuzione del gas in Grecia ceduta a Depa Infrastructure, società del Gruppo Italgas per €165 milioni con una plusvalenza di €30 milioni.

26 PATRIMONIO NETTO

Interessenze di terzi

(€ milioni)	Risultato netto		Patrimonio netto	
	2022	2021	31.12.2022	31.12.2021
Gruppo EniPower	54	7	373	30
Altre	20	12	98	52
	74	19	471	82

Patrimonio netto di Eni

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	23.455	22.750
Riserva per differenze cambio da conversione	7.586	6.530
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	2.937	958
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	(342)	(896)
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(58)	(117)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	24	54
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	53	141
- Altre riserve	190	190
Azioni proprie	(2.937)	(958)
Utile (perdita) dell'esercizio	13.887	5.821
	54.759	44.437

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2022, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2021) ed è rappresentato da n. 3.571.487.977 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.605.594.848 azioni ordinarie al 31 dicembre 2021).

L'11 maggio 2022, l'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,43 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2021 di €0,43 per azione, per un dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2021 di €0,86; (ii) l'annullamento di n. 34.106.871 azioni proprie, mantenendo invariato l'ammontare del capitale sociale e procedendo alla riduzione della relativa riserva per un importo di €400 milioni (pari al valore di carico delle azioni annullate); (iii) l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice Civile – a procedere all'acquisto di azioni della Società fino al 30 aprile 2023 e fino a un massimo del 10% delle azioni ordinarie (e al 10% del capitale sociale) della Società (senza calcolare le azioni proprie già in portafoglio), per un esborso complessivo fino a €2,5 miliardi; in esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2022 sono state acquistate n. 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo di €2.400 milioni.

Utili relativi a esercizi precedenti

Gli utili relativi a esercizi precedenti comprendono l'effetto della distribuzione dell'acconto sul dividendo 2022 di €1.500 milioni pari a €0,44 per azione. Il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile, nella riunione: (i) del 28 luglio 2022, ha deliberato di distribuire agli azionisti la prima tranche del dividendo 2022 di €0,22 per ciascuna azione in circolazione alla data di stacco cedola del 19 settembre 2022, con messa in pagamento il 21 settembre 2022; (ii) del 27 ottobre 2022, ha deliberato di distribuire agli azionisti la seconda tranche del dividendo 2022 di €0,22 per ciascuna azione in circolazione alla data di stacco cedola del 21 novembre 2022, con messa in pagamento il 23 novembre 2022; (iii) del 22 febbraio 2023, ha deliberato di distribuire agli azionisti la terza delle quattro tranche previste del dividendo 2022, a valere sulle riserve disponibili, di €0,22 per ciascuna azione con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola.

Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in valute diverse dall'euro.

Obbligazioni subordinate perpetue

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi (stesso ammontare al 31 dicembre 2021).

Le caratteristiche principali delle obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 ottobre 2049; (iii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di

“non-call” di 6 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 2,000% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2027. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 220,4 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2032 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2047; (iv) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di “non-call” di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 99,607% e una cedola annua del 2,750% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 277,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2035 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2050.

Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice Civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti.

Riserve per utile (perdita) complessivo

	Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge			Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti			Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto (*)	Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta		
(€ milioni)								
Riserva al 31.12.2021	(1.269)	373	(896)	(84)	(33)	(117)	54	141
Variazione dell'esercizio	(3.883)	1.133	(2.750)	60	(5)	55	70	56
Differenze cambio				1		1		
Rigiro a rettifica Rimanenze	(8)	2	(6)					
Riclassifica a riporto utili								(144)
Variazione dell'area di consolidamento				3		3	1	
Rigiro a conto economico	4.680	(1.370)	3.310				(101)	
Riserva al 31.12.2022	(480)	138	(342)	(20)	(38)	(58)	24	53
Riserva al 31.12.2020	(7)	2	(5)	(205)	47	(158)	85	36
Variazione dell'esercizio	(1.479)	434	(1.045)	119	(77)	42	(32)	105
Differenze cambio				2	(3)	(1)	1	
Rigiro a rettifica Rimanenze	2	(1)	1					
Rigiro a conto economico	215	(62)	153					
Riserva al 31.12.2021	(1.269)	373	(896)	(84)	(33)	(117)	54	141

(*) La riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto al 31 dicembre 2022 comprende €-3 milioni relativi ai piani a benefici definiti per i dipendenti (-€4 milioni al 31 dicembre 2021).

Altre riserve

Le altre riserve riguardano per €190 milioni la variazione delle riserve di Gruppo in contropartita alle interessenze di terzi a seguito dell'acquisto o cessione di quote di partecipazioni consolidate.

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €2.937 milioni (€958 milioni al 31 dicembre 2021) e sono rappresentate da n. 226.097.834 azioni ordinarie Eni (65.838.173 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2021) possedute da Eni SpA.

Nell'esercizio 2022, sono state acquistate n. 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo di €2.400 milioni, sono state cancellate n. 34.106.871 azioni proprie per un controvalore complessivo di €400 milioni e sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti Eni n. 1.183.552 azioni proprie, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di incentivazione di lungo termine 2017-2019" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 aprile 2017.

L'Assemblea del 13 maggio 2020 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2022 comprende riserve distribuibili per circa €45 miliardi.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2022	2021	31.12.2022	31.12.2021
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	5.403	7.675	52.520	51.039
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	7.398	(3.324)	(1.303)	(9.910)
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	175		328	153
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	777	1.855	4.468	4.266
- eliminazione di utili infragruppo	(51)	(176)	(707)	(654)
- imposte sul reddito differite e anticipate	259	(190)	(76)	(375)
	13.961	5.840	55.230	44.519
Interessenze di terzi	(74)	(19)	(471)	(82)
Come da bilancio consolidato	13.887	5.821	54.759	44.437

27 ALTRE INFORMAZIONI

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2022	2021	2020
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti	147	262	15
Attività non correnti	2.463	2.698	193
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(541)	(486)	(64)
Passività correnti e non correnti	(366)	(349)	(17)
Effetto netto degli investimenti	1.703	2.125	127
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo	(21)	(99)	
Interessenze di terzi	(15)	(4)	(15)
Totale prezzo di acquisto	1.667	2.022	112
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(31)	(121)	(3)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	1.636	1.901	109
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	1.377	2	
Attività non correnti	8.618		
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(2.085)		
Passività correnti e non correnti	(2.351)		
Effetto netto dei disinvestimenti	5.559	2	
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute per business combination	(5.726)		
Riclassifica a conto economico delle altre componenti dell'utile complessivo	(918)		
Plusvalenza per business combination e disinvestimenti	2.704		
Crediti per disinvestimenti	(1.609)		
Totale prezzo di vendita	10	2	
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(70)		
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute ante business combination	(60)	2	
Business combination Unión Fenosa Gas			
Partecipazione Unión Fenosa Gas ceduta		232	
a dedurre:			
Partecipazioni e rami d'azienda acquistati			
Attività correnti		370	
Attività non correnti		378	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		(128)	
Passività correnti e non correnti		(420)	
Totale partecipazioni e rami d'azienda acquistati		200	
Totale disinvestimenti netti		32	
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti		42	
Business combination Unión Fenosa Gas al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite		74	
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(60)	76	

Gli investimenti e i disinvestimenti del 2022 sono commentati alla nota n. 5 – Business Combination.

Gli investimenti del 2021 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del 100% di Aldro Energía y Soluciones SLU (ora Eni Plenitude Iberia SLU) attiva nel mercato della vendita di energia elettrica, gas e servizi nel business retail con un portafoglio di circa 250 mila clienti principalmente in Spagna e Portogallo; (ii) l'acquisizione del 100% della società FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in SpA) attiva nel settore della produzione di energia elettrica da bioenergia con 21 impianti ciascuno di potenza nominale di 2 megawatt. Gli asset acquisiti includono un impianto per il trattamento della FORSU - la frazione organica dei rifiuti solidi urbani; (iii) l'acquisizione da Glennmont Partners e PGGM Infrastructure Fund di un portafoglio di tredici campi eolici onshore in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW; (iv) l'acquisizione di Dhamma Energy Group,

proprietaria di una pipeline di progetti di impianti fotovoltaici in Francia e Spagna a vari stadi di maturità di circa 3 GW, nonché di impianti in esercizio o in costruzione della capacità di circa 120 MW; (v) l'acquisizione da Azora Capital di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile composto da tre impianti eolici in esercizio e uno in costruzione per un totale di 234 MW e da cinque progetti fotovoltaici in avanzato stadio di sviluppo per circa 0,9 GW; (vi) l'acquisizione del controllo di Finproject esercitando l'opzione di acquisto sulla rimanente quota del 60% del capitale sociale, dopo l'investimento iniziale del 40% fatto nel 2020; (vi) è stato rilevato da Zouk Capital e Aretex il 100% di Be Power, società attiva nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica con circa 6.000 punti di ricarica, che ne fanno il secondo operatore in Italia, con il quale era in essere un accordo di co-branding delle colonnine di ricarica Be Charge.

I disinvestimenti del 2021 hanno riguardato la ristrutturazione della joint venture Unión Fenosa Gas SA a seguito degli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti della joint venture Unión Fenosa Gas con i partner egiziani che ha comportato nel complesso un conguaglio di cassa a beneficio Eni, rappresentato nelle dismissioni.

Gli investimenti del 2020 hanno riguardato l'acquisizione da parte di Eni gas e luce SpA Società Benefit (ora Eni Plenitude SpA Società Benefit) del 70% del gruppo Evolvere che opera nella generazione distribuita da fonti rinnovabili per €97 milioni al netto della cassa acquisita di €3 milioni e l'acquisizione da parte di Eni New Energy SpA del 100% di tre società che detengono i diritti autorizzativi per la realizzazione di tre progetti eolici in Puglia per €12 milioni.

Business combination

L'allocazione provvisoria e definitiva del prezzo delle attività nette acquisite nel 2021 è di seguito rappresentata:

(€ milioni)	FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4 in) Allocazione provvisoria	FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4 in) Allocazione definitiva	Portafogli o di 13 campi eolici onshore Allocazione provvisoria	Portafogli o di 13 campi eolici onshore Allocazione definitiva	Dhamma Energy Group Allocazione provvisoria	Dhamma Energy Group Allocazione definitiva	Portafogli o di 9 progetti di energia rinnovabile Allocazione provvisoria	Portafogli o di 9 progetti di energia rinnovabile Allocazione definitiva	Be Power Allocazione provvisoria	Be Power Allocazione definitiva
Attività correnti	23	23	32	31	2	3	7	7	22	22
Immobili, impianti e macchinari	38	144	423	209	119	94	57	21	29	29
Goodwill	80	9	302	307	120	124	81	79	728	718
Altre attività non correnti	15	15	43	252	15	33	25	68	10	22
Disponibilità finanziarie nette										
(indebitamento finanziario netto)	(14)	(14)	(215)	(214)	(101)	(97)	(32)	(38)	9	10
Passività correnti e non correnti	(9)	(44)	(100)	(100)	(12)	(11)	(20)	(21)	(34)	(37)
Effetto netto degli investimenti	133	133	485	485	143	146	118	116	764	764
Interessenze di terzi	(1)	(1)			(3)	(3)				
Totale prezzo di acquisto	132	132	485	485	140	143	118	116	764	764

28 GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

GARANZIE

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Imprese consolidate	7.082	6.432
Imprese controllate non consolidate	202	190
Imprese in joint venture e collegate	7.928	3.358
Altri	366	180
	15.578	10.160

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €3.282 milioni (€3.601 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) contratti autonomi rilasciati dal settore Exploration & Production principalmente in relazione ad attività Oil & Gas per €1.098 milioni (€943 milioni al 31 dicembre 2021); (iii) contratti autonomi a copertura della vendita di gas stoccato, del trasporto di gas e dell'esposizione potenziale verso il sistema gas in Italia per €388 milioni (€10 milioni al 31 Dicembre 2021); (iv) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte dell'acquisto di partecipazioni per €252 milioni (€913 milioni al 31 dicembre 2021). L'impegno effettivo ammonta a €7.003 milioni (€6.267 milioni al 31 dicembre 2021).

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate riguardano principalmente: (i) contratti autonomi per €3.164 milioni rilasciati al gruppo Azule a fronte di contratti di leasing di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola; (ii) contratti autonomi rilasciati a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.499 milioni (€1.413 milioni al 31 dicembre 2021) a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing dello sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico; (iii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.891 milioni (€1.764 milioni al 31 dicembre 2021), di cui €1.378 milioni a beneficio del consorzio delle società appaltatrici del contratto di costruzione della nave Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico (€1.260 milioni al 31 dicembre 2021); (iv) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank per €1.259 milioni (€494 milioni al 31 dicembre 2021). Nel corso del 2022 la società consolidata Eni North Sea Wind Ltd titolare della quota del 20% nei progetti Dogger Bank A, B e C nel Regno Unito è stata conferita nella joint venture norvegese Vårgrønn AS (Eni 65%). L'impegno effettivo ammonta a €4.985 milioni (€1.816 milioni al 31 dicembre 2021).

In base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4 del Mozambico, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del piano di sviluppo delle riserve del permesso di esclusiva pertinenza dell'area, una garanzia irrevocabile a beneficio del Governo del Mozambico e di terze parti a copertura di eventuali danni o violazioni contrattuali derivanti dalle attività petrolifere eseguite nell'area contrattuale, comprese le attività svolte da società di scopo quali la Coral FLNG SA. La garanzia a favore del Governo del Mozambico è di ammontare illimitato (impegno non quantificabile), mentre per la parte a copertura di claims di parti terze prevede un massimale di €1.405 milioni. La garanzia avrà efficacia fino al completamento delle attività di decommissioning relative sia al piano di sviluppo Coral sia ad altri progetti dell'Area 4 (quali in particolare Mamba). In concomitanza all'emissione di tale garanzia al 100% sono state emesse a favore di Eni SpA delle controgaranzie da parte degli altri Concessionari di Area 4 (Kogas, Galp, ed ENH) e degli altri due soci della joint venture Mozambique Rovuma Venture SpA (CNPC e ExxonMobil) in proporzione ai participating interest in Area 4.

Le garanzie rilasciate nell'interesse di altri riguardano: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €190 milioni (€179 milioni al 31 dicembre 2021). Nel corso del 2022 la società Angola LNG Supply Service Llc è stata conferita ad Azule Energy Holdings Ltd (Eni 50%); (ii) per €167 milioni (€157 milioni al 31 dicembre 2021) la quota di spettanza della società petrolifera di Stato del Mozambico ENH delle garanzie rilasciate a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato

strutturato il project financing per lo sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral. L'impegno effettivo ammonta a €319 milioni (€124 milioni al 31 dicembre 2021).

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Impegni	79.359	75.201
Rischi	1.228	934
	80.587	76.135

Gli impegni riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €75.212 milioni (€70.039 milioni al 31 dicembre 2021). L'incremento è riferito principalmente a differenze di cambio da conversione; (ii) la parent company guarantees per un ammontare complessivo di €3.748 milioni (€3.532 milioni al 31 dicembre 2021) rilasciata nell'interesse di Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV a seguito dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della joint venture ADNOC Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi. La parent company guarantee rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; (iii) gli impegni della linea di business Plenitude per l'acquisto di progetti nel campo delle energie rinnovabili in Spagna, Stati Uniti e Italia per €210 milioni.

I rischi riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €262 milioni (€246 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €957 milioni (€688 milioni al 31 dicembre 2021).

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni e rischi includono la Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardón IV SA (Eni 50%), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinato secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa €13 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS.

Gli altri impegni includono gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste.

In data 5 febbraio 2021 era stato stipulato da EniServizi SpA per conto di Eni SpA un addendum al contratto di locazione di immobile da costruire, sottoscritto tra Eni e la Società di gestione del fondo di investimento immobiliare proprietario del nuovo complesso in corso di costruzione in San Donato Milanese (la Proprietà) prevedendosi, fra l'altro, la posticipazione della data di consegna dell'immobile dal 28 luglio 2020 al 31 dicembre 2021. Al 31 dicembre 2022 il complesso immobiliare non era ancora nella disponibilità dell'Eni, la quale ha applicato alla Proprietà penali per ritardata consegna pari a circa €18 milioni, così come previste dal contratto di locazione e assistite da fidejussione a prima richiesta. La Proprietà asserisce che la ritarda consegna dipende da fattori non interamente riconducibili alla stessa: (i) gli effetti della crisi pandemica; (ii) presunti difetti rilevati in relazione a lavori propedeutici alla cessione dell'area; (iii) presunti vizi progettuali. Anche sulla base di tali doglianze, la Proprietà ha manifestato l'intenzione di non riconoscere le penali chieste da Eni, nonché di richiedere a EniServizi e/o Eni una parte dei claim avanzati dall'appaltatore nei confronti della Proprietà medesima. Eni ed EniServizi, ribadendo la loro estraneità rispetto ai rapporti contrattuali intercorrenti tra la Proprietà e il suo appaltatore, sostengono che i ritardi di cui i punti (i) e (ii) sono stati oggetto di transazione nel citato accordo del 5 febbraio 2021 che li considerava nella nuova data

di consegna del 31 dicembre 2021. Per quanto riguarda i presunti vizi progettuali di cui al punto (iii), la Proprietà in sede di contratto di acquisto dell'area dichiarò di aver accettato il progetto senza alcuna riserva né eccezione, assumendosi comunque ogni conseguente rischio e responsabilità, nonché accettando espressamente di non avere titolo a qualsivoglia maggiore pagamento, indennizzo o proroga di termini in dipendenza del contenuto del progetto o di errori, omissioni o altri difetti del progetto. Quanto precede costituisce oggetto di comunicazioni stragiudiziali intercorse tra le parti, non essendo stato instaurato, ad oggi, alcun contenzioso. Al momento, dunque, non si conoscono quali potrebbero essere "petitum", "causa petendi" e allegazioni probatorie di un'eventuale azione giudiziale da promuoversi a cura della controparte.

Inoltre, a seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali, Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI

Di seguito è fornita la descrizione dei rischi finanziari e della relativa gestione. Con riferimento al rischio di credito i parametri adottati per la determinazione delle expected loss sono stati aggiornati per tener conto degli impatti connessi al conflitto tra Russia e Ucraina e della crisi energetica in atto.

Al 31 dicembre 2022 la Società dispone di riserve di liquidità che il management reputa sufficienti a far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi diciotto mesi.

RISCHI FINANZIARI

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate e Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente, per le società Eni italiane e non italiane la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA assicurano la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA (anche per tramite della consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di

ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti. Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit & Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali.

In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentrano le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal Consiglio di Amministrazione, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio il risultato economico e patrimonio netto per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un

effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.

Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.

L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO DI MERCATO - COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono, ad esempio, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), il margine derivante dal processo di trasformazione della chimica, il margine di raffinazione e gli stoccaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni è costituita dalle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali (esposizioni contracted) di norma afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget, le componenti non ancora contrattualizzate ma che lo saranno con ragionevole certezza (esposizione committed) e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali sono ricomprese, in particolare, le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto

proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità attuate in conto proprio ed effettuate a prescindere dalle esposizioni del portafoglio commerciale, dagli asset fisici e contrattuali, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione. Sempre previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" e preservare i risultati economici/finanziari. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo delle unità di Trading (Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati regolati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle Linee di Business esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO DI MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per il Portafoglio espresso in USD. Al 31 dicembre 2022 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A- in lieve miglioramento rispetto a quello di fine 2021.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2022 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2021) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse.

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	9,05	2,61	5,19	3,22	11,04	1,29	3,32	3,66
Tasso di cambio ^(a)	0,95	0,09	0,29	0,34	0,28	0,11	0,18	0,12

^(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA e Banque Eni SA.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(€ milioni)	2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	800,39	30,65	261,41	30,65	42,76	2,91	23,80	2,91
Trading ^(b)	1,63	0,01	0,36	0,04	1,03	0,12	0,37	0,20

^(a) Il perimetro consiste nell'area di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing, Green\Traditional Refining & Marketing, Plenitude, Eni Trading & Biofuels, Eni Global Energy Markets (portafogli commerciali). Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP, Power G&M, GTR&M e di Plenitude nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

^(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, mediante strumenti finanziari, fa capo a Eni Trading & Biofuels e Eni Global Energy Markets (Londra-Bruxelles-Singapore) e a Eni Trading & Shipping Inc (Houston).

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(€ milioni)	2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro ^(a)	0,30	0,16	0,23	0,16	0,40	0,29	0,33	0,30

^(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(\$ milioni)	2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro USA ^(a)	0,13	0,04	0,08	0,04	0,14	0,05	0,11	0,13

^(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in dollari USA è iniziata nell'agosto 2017.

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

RISCHIO CREDITO PER ESPOSIZIONI DI NATURA COMMERCIALE

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le posizioni retail, in assenza di rating specifici, la rischiosità è determinata differenziando la clientela per cluster omogenei di rischio sulla base delle serie storiche dei dati relativi agli incassi, periodicamente aggiornate.

RISCHIO CREDITO PER ESPOSIZIONI DI NATURA FINANZIARIA

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets SpA (EGEM) e da Eni Trade & Biofuels SpA (ETB) ed Eni Trading & Shipping Inc (ETS Inc) per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse finanziarie prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai progetti di sviluppo dell'azienda. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e ad alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento più che adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento.

A fronte dell'accresciuta volatilità dei mercati delle commodity e del connesso maggior impegno finanziario legato alla marginazione dei derivati in commodity, Eni ha rafforzato ulteriormente la propria flessibilità finanziaria tramite l'attivazione di nuove linee di finanziamento. Eni ha in essere un programma di Euro

Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2022 il programma risulta utilizzato per circa €15,8 miliardi (di cui Eni SpA per €13,4 miliardi). Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Negative per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2022 Moody's ha rivisto l'outlook di Eni da Stabile a Negativo in virtù del peggioramento dell'outlook italiano.

Nel corso del 2022 Eni ha rinegoziato ed ampliato il proprio portafoglio di linee di credito committed tramite la stipulazione di una linea di credito sindacata con un pool di banche per un ammontare di €6,0 miliardi, al 31 dicembre 2022 il valore complessivo delle linee di credito committed disponibili è pari a €8,1 miliardi.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari e alle passività per beni in leasing compresi i pagamenti per interessi, alle passività per strumenti finanziari derivati.

(€ milioni)	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	Totale
31.12.2022							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.883	2.339	2.640	3.298	1.941	9.246	22.347
Passività finanziarie a breve termine	4.446						4.446
Passività per beni in leasing	851	584	445	365	347	2.312	4.904
Passività per strumenti finanziari derivati	9.042	1	51	54		180	9.328
	17.222	2.924	3.136	3.717	2.288	11.738	41.025
Interessi su debiti finanziari	590	494	459	365	284	706	2.898
Interessi su passività per beni in leasing	235	209	184	165	147	685	1.625
	825	703	643	530	431	1.391	4.523
Garanzie finanziarie							1.668
	Anni di scadenza						
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	Totale
31.12.2021							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.903	4.339	2.272	2.616	3.910	10.668	25.708
Passività finanziarie a breve termine	2.299						2.299
Passività per beni in leasing	920	688	565	508	481	2.147	5.309
Passività per strumenti finanziari derivati	12.911	3	61		23	28	13.026
	18.033	5.030	2.898	3.124	4.414	12.843	46.342
Interessi su debiti finanziari	475	462	386	359	286	905	2.873
Interessi su passività per beni in leasing	282	247	214	184	155	681	1.763
	757	709	600	543	441	1.586	4.636
Garanzie finanziarie	1.599						1.599

Le passività per beni in leasing comprensivi della quota interessi è riferibile per €760 milioni (€2.370 milioni al 31 dicembre 2021) alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti.

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2023	2024-2027	Oltre	
31.12.2022				
Debiti commerciali	19.527			19.527
Altri debiti e anticipi	6.183	77	110	6.370
	25.710	77	110	25.897
(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2022	2023-2026	Oltre	
31.12.2021				
Debiti commerciali	16.795			16.795
Altri debiti e anticipi	4.925	112	109	5.146
	21.720	112	109	21.941

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI²⁷

In aggiunta ai debiti finanziari, alle passività per beni in leasing e ai debiti commerciali e altri debiti rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management.

Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere. Gli importi che dovrebbero essere pagati nel 2023 per lo smantellamento degli asset Oil & Gas e per il risanamento ambientale si basano sulle stime della direzione e non rappresentano obblighi finanziari alla data di chiusura.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	
Costi di abbandono e ripristino siti^(a)	685	440	376	376	485	11.622	13.984
Costi relativi a fondi ambientali	591	507	408	317	306	1.388	3.517
Impegni di acquisto^(b)	44.715	39.516	25.737	18.980	14.056	64.976	207.980
- Gas							
Take-or-pay	40.628	38.547	25.250	18.717	13.926	64.698	201.766
Ship or pay	915	506	419	250	121	249	2.460
- Altri impegni di acquisto	3.172	463	68	13	9	29	3.754
Altri Impegni	1						1
- Memorandum di intenti Val d'Agri	1						1
Totale	45.992	40.463	26.521	19.673	14.847	77.986	225.482

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di circa €37 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli

²⁷ I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.

investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2023	2024	2025	2026	Oltre	
Impegni per investimenti committed	8.080	6.093	3.845	2.047	3.785	23.850

ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	2022			2021		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a		Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a	
		Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo		Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto	8.251	(55)		6.301	11	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading (b)	2.006	(1.723)		(611)	597	
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value (c)	1.202	351	56	1.294	230	105
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti (d)	21.396	31		19.124	(226)	
- Crediti finanziari (e)	3.415	116		6.140	39	
- Titoli (a)	56			53		
- Debiti commerciali e altri debiti (a)	25.897	53		21.941	(80)	
- Debiti finanziari (f)	26.917	(692)		27.794	(250)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura (g)	(129)	(4.680)	797	96	(215)	(1.264)

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €1.736 milioni di oneri (proventi per €903 milioni nel 2021) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €13 milioni di proventi (oneri per €306 milioni nel 2021).

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni - Dividendi".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €47 milioni di riprese di valore nette (€279 milioni di svalutazioni nette nel 2021) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €16 milioni di oneri (proventi per €53 milioni nel 2021), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €15 milioni (€18 milioni di interessi attivi nel 2021).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €86 milioni (€53 milioni nel 2021) e rivalutazioni nette per €30 milioni (€25 milioni di svalutazioni nette nel 2021).

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi passivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €568 milioni (€487 milioni nel 2021).

(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi".

INFORMAZIONI SULLA COMPENSAZIONE DI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31.12.2022			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	23.546	2.706	20.840
Altre attività correnti	18.686	5.863	12.823
Altre attività non correnti	2.271		2.271
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	28.416	2.706	25.710
Altre passività correnti	18.336	5.863	12.473
Altre passività non correnti	3.270		3.270
31.12.2021			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	20.461	1.611	18.850
Altre attività correnti	20.791	7.157	13.634
Altre attività non correnti	1.031	2	1.029
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	23.331	1.611	21.720
Altre passività correnti	22.913	7.157	15.756
Altre passività non correnti	2.248	2	2.246

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €2.651 milioni (€1.540 milioni al 31 dicembre 2021) e crediti e debiti commerciali di Eni Trading & Shipping Inc per €55 milioni (€71 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €5.863 milioni (€7.159 milioni al 31 dicembre 2021).

Contenziosi

Eni SpA è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 21 – Fondi per rischi e oneri – di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, generalmente e salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

1.1 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

- (i) **Eni Rewind SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – Sito di Crotone (Discarica di Farina Trappeto).** Nel 2010 è stato avviato presso la Procura di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà del Gruppo Eni nel 1991, data a partire dalla quale, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti con successiva messa in sicurezza nel 1999-2000. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991.

Conclusa l'attività da parte dei periti nel corso del 2014, gli atti sono stati restituiti alla Procura. A seguito della richiesta di rinvio a giudizio della Procura si è svolta l'udienza preliminare. Nonostante in sede di discussione, il PM precedente abbia chiesto il proscioglimento di tutti gli imputati, lo scorso 17 gennaio 2020, il GUP ha chiesto al PM di modificare i capi d'imputazione al fine di meglio precisare modalità e tempi di commissione delle singole condotte contestate. Il PM ha perciò provveduto a precisare, per ciascun imputato, il periodo temporale della presunta posizione di garanzia rivestita, e all'esito dell'udienza preliminare, il 1° luglio 2020 il GUP ha pronunciato sentenza di non luogo a procedere nei confronti di tutti gli imputati e in relazione a tutte le contestazioni, alcuni per non aver commesso il fatto e altri per intervenuta prescrizione. In relazione ai suddetti casi di intervenuta prescrizione la Società ha, ritenuto di promuovere appello avverso la sentenza del GUP al fine di ottenere un'assoluzione nel merito. Si è in attesa di fissazione del giudizio di appello.

- (ii) **Eni Rewind SpA – Crotone Omessa Bonifica.** Nell'aprile del 2017 è stato aperto dalla Procura di Crotone un ulteriore procedimento penale sulle attività di bonifica del sito di Crotone nel suo complesso. Nel frattempo, nella prima metà del 2018, il nuovo progetto di bonifica presentato dalla Società è stato ritenuto approvabile da parte del Ministero dell'Ambiente. In attesa delle determinazioni del Pubblico Ministero è stata depositata una memoria difensiva per riassumere l'attività svolta da Syndial (ora Eni Rewind SpA) in tema di bonifica, espressiva della chiara volontà di intervenire in modo risolutivo, e ottenere un'archiviazione del procedimento penale. In data 3 marzo 2020 è stato emanato il Decreto Ministeriale di approvazione del POB Fase 2. Il Pubblico Ministero ha presentato richiesta di archiviazione e il GIP ha fissato una udienza camerale. Con ordinanza del 10 gennaio 2022 il GIP di Crotone ha disposto l'esecuzione di una CTU a esito della quale è stato accertato come Eni Rewind abbia eseguito le attività ambientali nelle aree di sua proprietà in coerenza con i decreti autorizzativi delle medesime. Si rimane in attesa della determinazione del Pubblico Ministero conseguente al deposito di questa consulenza integrativa.
- (iii) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA - Darsena Porto Torres.** Nel 2012 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Eni Rewind SpA) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Sono stati indagati gli amministratori delegati di Eni Rewind e Versalis, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura aveva richiesto il rinvio a giudizio. Il Tribunale ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Eni Rewind e Versalis. Le parti civili costituite hanno chiesto la liquidazione del danno ambientale: il Ministero e la Regione Sardegna per oltre €1,5 miliardi, mentre le altre parti civili si sono rimesse alla valutazione equitativa del Giudice. Il Tribunale, nel luglio 2016 ha assolto gli indagati Eni Rewind e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Eni Rewind SpA ad un anno, con pena sospesa per il reato di disastro ambientale colposo limitatamente al periodo agosto 2010-gennaio 2011. La difesa ha presentato appello. Il processo davanti la Corte d'Appello di Cagliari – Sez. distaccata di Sassari si è concluso in data 14 dicembre 2021, con una sentenza di conferma della - condanna dei tre imputati ad un anno di reclusione per il reato di disastro innominato colposo, nonché alle conseguenti statuizioni civili. Anche in ragione della omessa valutazione in sentenza delle argomentazioni scientifiche esposte dai consulenti tecnici della difesa nella relazione tecnica depositata in giudizio, che dimostrano la totale assenza di un pericolo per la pubblica incolumità in area Darsena servizi, è stato depositato Ricorso per Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello. Il giudizio pende in Cassazione.
- (iv) **Eni Rewind SpA – Discarica di Minciaredda, Sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari, su richiesta della Procura, ha disposto il sequestro dell'area di discarica interna allo

stabilimento di Porto Torres denominata "Minciareda". I reati contestati agli indagati sono gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale mentre a Eni Rewind SpA è stato contestato il corrispondente illecito amministrativo ai sensi del D.Lgs. 231/01. Con riferimento all'iter di bonifica dell'area Minciareda, nel luglio 2018 è stato decretato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde cd. Nuraghe Fase 1. All'esito delle indagini preliminari è stata presentata richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare gli enti territoriali e alcune associazioni ambientaliste si sono costituite parte civile. Sono state ammesse la Regione Sardegna, il Comune di Sassari, il Comune di Porto Torres, il WWF e l'Ente Parco Asinara. Il Giudice ha autorizzato la citazione del responsabile civile Eni Rewind SpA. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati e della Società davanti al Tribunale di Sassari. Una volta istaurato il giudizio di primo grado è stata ammessa la costituzione di parte civile del MITE e il Tribunale, accogliendo in parte le doglianze della difesa, ha dichiarato inesistente il decreto di rinvio a giudizio nei confronti di Eni Rewind quale responsabile amministrativo ex D.Lgs. n. 231/2001, restituendo gli atti al GUP, che ha provveduto a celebrare una nuova udienza preliminare a suo carico. All'esito della nuova udienza preliminare, con sentenza del 31 marzo 2022, Eni Rewind è stata prosciolta per improcedibilità dell'azione ai sensi del D. Lgs. 231/01 nei suoi confronti e definitivamente estromessa dal processo penale. Nell'ambito del procedimento penale a carico dei dirigenti di Eni Rewind, invece, in data 13 novembre 2022, il Tribunale di Sassari ha pronunciato sentenza di assoluzione per insussistenza del reato di gestione di discarica abusiva e per non aver commesso il delitto di disastro ambientale doloso. Per gli effetti della pronuncia di assoluzione nel merito non hanno trovato accoglimento le richieste risarcitorie avanzate dalle parti civili MITE, Regione Sardegna, Comune di Porto Torres, Comune di Sassari, Ente parco nazionale dell'Asinara e WWF nei confronti degli imputati e di Eni Rewind in qualità di responsabile civile. Dal momento che PM e parti civili hanno depositato atto di appello avverso la sentenza di primo grado, si resta in attesa di fissazione del giudizio di appello.

- (v) **Eni Rewind SpA – Palte fosfatice, Sito di Porto Torres.** Nel 2015 il Tribunale di Sassari ha disposto, su richiesta della Procura, il sequestro preventivo dell'area denominata "palte fosfatice" ubicata all'interno dello stabilimento di Porto Torres. I reati contestati agli indagati sono disastro ambientale, gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi e altri reati ambientali. Eni Rewind SpA è stata autorizzata sia dal Prefetto che dal Tribunale, a effettuare il miglioramento della delimitazione dell'area di discarica, l'adozione di dispositivi di monitoraggio ambientale dell'area e delle acque meteoriche. In data 30 maggio 2019 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari. La società Eni Rewind è risultata indagata ai sensi del D.Lgs. 231/01. Nel novembre 2019 è stata notificata richiesta di rinvio a giudizio. All'esito dell'udienza preliminare, nel corso della quale si è costituito parte civile il Comune di Porto Torres, il GUP ha pronunciato nei confronti di tutti gli imputati sentenza di non luogo a procedere per intervenuta prescrizione in relazione ai reati di gestione non autorizzata di discarica e getto pericoloso di cose ex art 674 c.p. nonché nei confronti di Eni Rewind SpA in relazione all'illecito amministrativo ai sensi del D.Lgs. 231/01, mentre nel 2021 ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati davanti al Tribunale di Sassari, limitatamente al reato di disastro ambientale. Una volta instaurato il giudizio di primo grado si è costituito parte civile il MITE. Il Tribunale, in accoglimento delle eccezioni della difesa, ha dichiarato inesistente il decreto di rinvio a giudizio con restituzione degli atti al GUP. Il giudizio pende ora innanzi al GUP di Sassari, individuato quale giudice competente a decidere.
- (vi) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.Lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di

contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barriera realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, il Giudice ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed. Il procedimento è tuttora in corso nella fase dibattimentale.

- (vii) **Eni SpA – Indagine Val d'Agri.** A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri, che conseguentemente è stata interrotta. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle *Best Available Technologies* e alle *Best Practice* internazionali. Parallelamente, la Società ha individuato una soluzione tecnica consistente in modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, consentendo a Eni di riavviare la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina-2 nell'agosto 2016. Su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AIA. Nell'ambito del procedimento penale, la Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati per le ipotesi di traffico illecito di rifiuti, violazione del divieto di miscelazione di rifiuti, gestione non autorizzata di rifiuti e falso ideologico in atto pubblico, e la persona giuridica Eni ai sensi del D.Lgs. 231/2001. A seguito dell'udienza preliminare, il processo si è aperto nel novembre 2017. All'esito dell'istruttoria dibattimentale, il Tribunale di Potenza, in data 10 marzo 2021, ha emesso il dispositivo di sentenza con cui, in relazione alla contestazione di falso ideologico in atto pubblico, ha assolto tutti gli imputati; in relazione alle contravvenzioni in contestazione, ha dichiarato non doversi procedere per intervenuta prescrizione; infine, in relazione all'ipotesi di traffico illecito di rifiuti, ha assolto due ex dipendenti del Distretto Meridionale per non avere commesso il fatto, ha condannato sei ex funzionari del medesimo Distretto con sospensione della pena ed ha correlativamente condannato Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01 alla sanzione di €700.000, disponendo la confisca di una somma quantificata in €44.248.071 ritenuta costituire l'ingiusto profitto conseguito dal reato, da cui detrarre l'ammontare dei costi sostenuti da Eni per le modifiche all'impianto eseguite nel 2016. A seguito del deposito delle motivazioni da parte del Tribunale, è stato prontamente formulato ricorso in Appello avverso tutti i profili di condanna. È stata svolta un'analisi sui profili della condanna di primo grado concludendo, in condivisione con i legali incaricati, per il ragionevole affidamento nella successiva revoca della condanna stessa e si è in attesa di fissazione del giudizio di secondo grado.
- (viii) **Eni SpA – Indagine sanitaria attività del COVA.** A valle del procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari ivi in corso di accertamento sono stati oggetto di stralcio in altro procedimento penale. Contestualmente è stata disposta l'iscrizione di 9 imputati di procedimento connesso per fattispecie contravvenzionali relative a presunte violazioni nella redazione del Documento di Valutazione dei Rischi occupazionali delle attività del Centro Olio Val d'Agri (COVA). Nel marzo 2017, su richiesta del Consulente della Procura, veniva quindi emesso verbale di contravvenzione da parte dell'Ispettorato del Lavoro di Potenza nei confronti dei Datori di Lavoro storici del COVA per omessa e incompleta valutazione dei rischi chimici del COVA. Nell'ottobre 2017 seguiva, su richiesta del Consulente della Procura, provvedimento di UNMIG di rimansionamento di 25 dipendenti presso il COVA per errato giudizio di idoneità alla mansione lavorativa espresso dal medico competente Eni. Avverso tale provvedimento veniva proposta formale opposizione che ha portato l'UNMIG a revocare il provvedimento emesso. Sempre nell'ottobre 2017 si apprendeva del mutamento delle ipotesi di reato, per le quali indaga la Procura, in fattispecie delittuose di disastro,

omicidio e lesioni personali colpose, con violazione della normativa in materia di salute e sicurezza. Gli accertamenti tecnici condotti su incarico di Eni da esperti internazionali hanno accertato l'assenza di alcun rischio derivante dall'attività del COVA per la popolazione del territorio e per i propri dipendenti. Il procedimento è attualmente pendente in fase di indagini preliminari.

- (ix) **Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri - Spill Serbatoio.** Nel febbraio 2017 i NOE del reparto di Potenza rinvenivano un flusso di acqua contaminata da tracce di idrocarburi con provenienza non nota, che scorreva all'interno di un pozzetto grigliato ubicato in area esterna rispetto al confine del Centro Olio Val d'Agri (COVA), sottoposto a sequestro giudiziario. Le attività eseguite dall'Eni all'interno del COVA finalizzate a ricostruire l'origine della contaminazione hanno individuato le cause nella mancata tenuta di un serbatoio (ossia il serbatoio "D"), mentre all'esterno del COVA, a seguito dei monitoraggi ambientali implementati, emergeva il rischio – scongiurato – dell'estensione della contaminazione dell'area a valle dello stesso stabilimento. Nell'esecuzione di tali attività Eni ha eseguito le comunicazioni previste dal D.Lgs. 152/06 e avviato le operazioni di messa in sicurezza d'emergenza in corrispondenza dei punti esterni al COVA oggetto di contaminazione. Inoltre, è stato approvato il piano di caratterizzazione delle aree interne ed esterne al COVA, dagli Enti competenti, ai quali successivamente, è stato trasmesso il documento di Analisi di Rischio. A seguito di tale evento è stata aperta un'indagine penale per i reati di disastro ambientale nei confronti dei precedenti Responsabili del COVA, degli Operation Manager in carica dal 2011 e del Responsabile HSE in carica al momento del fatto nonché nei confronti di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01 per il medesimo reato presupposto, e di alcuni pubblici ufficiali appartenenti alle amministrazioni locali per i reati di abuso d'ufficio, falsità materiale e ideologica in atti pubblici commessi nel 2014 e di disastro innominato nella forma omissiva e di cooperazione colposa commesso nel febbraio 2017. Nell'aprile 2017 Eni ha, di propria iniziativa, sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza.

Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni degli Enti competenti, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento, nonché agli altri tre serbatoi di stoccaggio. Attualmente è stato risarcito il danno a quasi tutti i privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento; con altri invece le trattative sono ancora in corso. I prevedibili esborsi relativi a tali transazioni sono stati stanziati. Inoltre, Eni, sta eseguendo tutte le attività di bonifica e messa in sicurezza necessarie.

Si segnala, altresì, che nel febbraio 2018 la Società ha impugnato le note del Dipartimento dei Vigili del Fuoco dell'ottobre e del dicembre 2017, precisando di non ritenersi obbligata ad effettuare l'integrazione del Rapporto di Sicurezza ivi richiesta, considerato che i dati acquisiti nell'area interessata dimostrerebbero secondo le valutazioni Eni che la perdita dai serbatoi è stata tempestivamente ed efficientemente controllata e che non si è mai verificata una situazione di pericolo grave per la salute umana e per l'ambiente.

Nel mese di aprile 2019 sono state disposte nei confronti di tre dipendenti misure cautelari, le quali, a seguito di impugnazione, sono state annullate dalla Suprema Corte di Cassazione.

Nel settembre 2019 il Pubblico Ministero disponeva la separazione della posizione di un dipendente, all'epoca sottoposto a misura cautelare, dagli altri indagati Eni, con contestuale formazione nei soli suoi confronti di un autonomo fascicolo e, quindi, richiedeva al Giudice per le Indagini Preliminari l'emissione nei confronti del medesimo del decreto di giudizio immediato cd. custodiale, accolto dal GIP. Il giudizio immediato è attualmente pendente nelle fasi preliminari al dibattimento. Nell'ambito del parallelo procedimento nei confronti dei rimanenti dipendenti e di Eni quale ente responsabile ai sensi del D.Lgs. 231/2001, la Procura della Repubblica, dopo aver emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari, ha avanzato richiesta di rinvio a giudizio. All'esito della conseguente

udienza preliminare il GUP, con riferimento all'imputazione ad Eni ex D.Lgs. 231/01 per i fatti sino al 2015, ha emesso sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non è previsto dalla legge come reato presupposto dalla responsabilità amministrativa, mentre con riferimento all'imputazione ad Eni ex D.Lgs. 231/01 per i fatti successivi al 2015, ha accolto l'eccezione difensiva di nullità assoluta della richiesta di rinvio a giudizio, con restituzione degli atti alla Procura della Repubblica.

Infine, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio dei due dipendenti Eni davanti al Tribunale di Potenza, qualificando l'imputazione nei loro confronti nella fattispecie di reato di disastro innominato, non aderendo alla qualificazione giuridica richiesta dal Pubblico Ministero ai sensi della nuova fattispecie di disastro ambientale. Nel prosieguo, nell'ambito di detto procedimento, numerose parti hanno presentato istanza di costituzione di parte civile e, nelle more di valutare le richieste di esclusione presentate dalle difese rispetto a quest'ultime, il Tribunale ha emesso Decreto di citazione di Eni, quale responsabile civile. I due procedimenti a carico delle persone fisiche, oggi entrambi pendenti nelle fasi preliminari al dibattimento, saranno in seguito riuniti dal Tribunale in un unico processo dibattimentale. Per quanto concerne Eni SpA quale ente ex D.Lgs. 231/01, il PM ha emesso un nuovo avviso di conclusione delle indagini preliminari.

- (x) **Raffineria di Gela SpA/Eni Mediterranea Idrocarburi (EniMed) SpA – Gestione rifiuti discarica CAMASTRA.** Nel giugno 2018 la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Eni Raffineria di Gela e EniMed un procedimento penale che riguarda un presunto traffico illecito di rifiuti industriali provenienti da operazioni di bonifica di terreni, smaltiti presso una discarica di proprietà di una società terza. La Procura ha contestato tale reato agli Amministratori Delegati pro tempore delle due società Eni; alle società è contestato l'illecito amministrativo da reato di cui al D.Lgs. 231/01 e. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica. A seguito delle attività difensive espletate, la posizione dell'AD della Raffineria di Gela SpA e della medesima società sono state oggetto di richiesta e decreto di archiviazione, mentre per la posizione dell'AD di EniMed e della società è stato chiesto e ottenuto il rinvio a giudizio. Il procedimento è in corso dinanzi al Tribunale di Agrigento al quale è stato trasferito per competenza territoriale.
- (xi) **Versalis SpA – Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di una indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento, di Versalis ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e delle altre industrie del Polo Industriale, relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo ha disposto il sequestro preventivo, consentendo la facoltà d'uso, degli impianti di Versalis che, sulla base dei rilievi tecnici formulati dai Consulenti Tecnici nominati dalla Procura, presentano punti di emissioni convogliate e diffuse non conformi alle *Best Available Techniques* (BAT). Il provvedimento de quo contiene alcuni passaggi relativi al rapporto fra le BAT e le Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA) rilasciate che, secondo le valutazioni tecniche dei consulenti della Procura, non sarebbero legittime in quanto poco coerenti con i dettami normativi. Versalis ha provveduto già da qualche anno alla realizzazione dei miglioramenti impiantistici richiesti dalla Procura e dai suoi consulenti e per tale ragione il provvedimento in questione è stato impugnato dinanzi al Tribunale del Riesame che il 26 marzo 2019 ha disposto il dissequestro degli impianti con annullamento del decreto. Nel marzo 2021 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari, con la formulazione da parte della Procura delle ipotesi di reato già ipotizzate in precedenza.
- (xii) **Versalis SpA. Sequestro dell'impianto di depurazione gestito da IAS SpA- Priolo Gargallo.** In data 3 febbraio 2022, veniva notificata a Versalis una richiesta di proroga del termine delle indagini preliminari della Procura della Repubblica di Siracusa che - in relazione al sistema di

scarichi dei reflui industriali dell'impianto Versalis nel depuratore di Priolo gestito da IAS SpA - ipotizzava i reati di disastro ambientale (452 quater c.p.) e di violazione della normativa in materia di scarichi, secondo l'assunto accusatorio in corso di consumazione, a carico di due ex direttori dello stabilimento Versalis di Priolo, nonché di un dipendente di Versalis, avente allora un ruolo dirigenziale in Priolo Servizi.

Contestazioni analoghe venivano ipotizzate a carico di altri dipendenti delle società coinsediate nel sito industriale di Priolo Gargallo nonché di IAS SpA, mentre le persone giuridiche Versalis, Priolo Servizi e le altre società coinsediate risultavano Enti indagati ai sensi del D. Lgs. 231/01. In data 15 giugno 2022 venivano notificati l'ordinanza di applicazione di misura cautelare e il decreto di sequestro preventivo con i quali il Giudice per le Indagini Preliminari presso il Tribunale di Siracusa disponeva il sequestro dell'impianto di depurazione e delle quote societarie di IAS SpA, con la nomina di un amministratore giudiziario dei beni sottoposti a sequestro.

Con il medesimo atto, veniva, altresì, disposta nei confronti di vari soggetti indagati, tra cui un ex direttore Versalis dello stabilimento di Priolo e l'ex Direttore Tecnico di Priolo Servizi, la misura interdittiva del divieto di svolgere mansioni nelle società coinvolte nelle indagini nonché presso imprese concorrenti o comunque operanti nel medesimo settore produttivo, per la durata di 12 mesi, successivamente revocata. In data 15 giugno 2022 veniva, inoltre, notificata a Versalis una "Richiesta di Consegna" emessa dalla Procura della Repubblica in relazione a protocolli attuativi dei modelli organizzativi nonché ad ogni eventuale documentazione correlata di rilievo in materia D. Lgs. 231/01 e Versalis provvedeva a consegnare tempestivamente i documenti richiesti. La società ha presentato una nota tecnica volta a dimostrare che il contributo di Versalis SpA all'impianto di depurazione gestito da IAS è pienamente rispettoso delle norme e in ogni caso irrilevante rispetto all'ipotesi accusatoria.

In data 23 settembre 2022, è stata notificata richiesta di incidente probatorio da parte della Procura della Repubblica di Siracusa. Da tale richiesta si è appreso che le indagini sono state estese all'attuale Direttore dello Stabilimento Versalis e all'AD di Priolo Servizi, dipendente di Versalis SpA. L'incarico peritale è in corso di esperimento. Parallelamente, in data 31 ottobre 2022, Versalis SpA ha impugnato dinanzi al TAR di Catania l'AIA rilasciata a IAS solo per la parte in cui il provvedimento venga interpretato nel senso di imporre nuovi e diversi limiti allo scarico rispetto a quelli contenuti nelle autorizzazioni in capo alla società. Nel frattempo, è stata sospesa dalla Regione Sicilia l'AIA rilasciata per la gestione, da parte di IAS, del depuratore. Il procedimento penale è tuttora pendente in fase di indagini.

- (xiii) **Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.** Il 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F al largo di Ancona si è verificato un incidente mortale. Secondo la ricostruzione dei fatti, durante la fase di scarico di un serbatoio dalla piattaforma a un supply vessel si è verificato, per circostanze in corso di approfondimento, l'improvviso cedimento di una parte di struttura su cui era installata la gru, causando la caduta in mare della gru stessa e della relativa cabina di comando. Nella caduta alcuni elementi della gru hanno colpito il supply vessel, ferendo due lavoratori contrattisti a bordo dell'imbarcazione, mentre all'interno della cabina di comando si trovava un dipendente Eni, deceduto in tale tragico evento. Due lavoratori contrattisti e la famiglia del dipendente Eni sono stati tutti interamente risarciti. In relazione a tale evento, la Procura di Ancona ha aperto un'indagine inizialmente contro ignoti disponendo accertamenti tecnici su tutte le parti della gru, immediatamente poste sotto sequestro. Nell'evoluzione delle indagini, il Pubblico Ministero ha disposto accertamenti tecnici irripetibili, nell'ambito dei quali è emerso che il procedimento ha visto l'iscrizione quali soggetti indagati di due dipendenti Eni nonché di Eni stessa quale persona giuridica ai sensi del D.Lgs. 231/2001 e di due dipendenti della società contrattista proprietaria dell'imbarcazione. Nel maggio 2021 la Procura di Ancona ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari e, a seguito di successiva formulazione della richiesta di rinvio a giudizio, è stata fissata udienza preliminare. All'esito dell'udienza preliminare, il Giudice ha disposto il rinvio a

giudizio per tutti gli imputati ed Eni quale ente ex D.Lgs. 231/01 davanti al Tribunale di Ancona. Attualmente il procedimento pende in fase di istruttoria dibattimentale.

- (xiv) **Raffineria di Gela SpA e Eni Rewind SpA – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.** A seguito di denunce effettuate da ex lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso un decreto d'ispezione e sequestro dell'area denominata Isola 32 all'interno della raffineria di Gela dove sono ubicate le vecchie e nuove discariche controllate. Il procedimento penale ha ad oggetto i reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti. I reati sono contestati in relazione alla gestione delle attività di bonifica dell'area oggi in capo a Eni Rewind SpA, anche per conto delle società Raffineria di Gela, Isaf e Versalis, ove sono ubicate le vecchie discariche, alle attività di decommissioning dell'impianto acido fosforico di proprietà della Isaf gestite sulla base di un contratto di mandato dalla Eni Rewind SpA, nonché alla gestione delle attività in corso di bonifica della falda (efficacia ed efficienza del sistema di barrieramento).

L'Autorità giudiziaria ha proceduto a un'acquisizione documentale presso la sede della Eni Rewind SpA di Gela e della Raffineria di Gela che nel periodo 1.1.2017 – 20.3.2019 hanno gestito gli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito (TAF Eni Rewind SpA, TAF-TAS di sito e pozzi di emungimento e barriera idraulica). Successivamente è stato notificato un decreto di sequestro di undici piezometri del sistema di barrieramento idraulico con contestuale informazione di garanzia emesso dalla Procura della Repubblica di Gela nei confronti di nove dipendenti della Raffineria di Gela e quattro dipendenti della società Eni Rewind SpA. Sono poi stati disposti accertamenti tecnici irripetibili al fine di effettuare delle analisi sia sui piezometri posti sotto sequestro, sia sugli impianti TAF e TAS, con successivo dissequestro appena conclusi gli accertamenti. In data 11 ottobre 2021 è stato notificato un provvedimento di sequestro preventivo emesso dal Giudice per le Indagini Preliminari di Gela, su richiesta della Procura della Repubblica, con riferimento agli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito (pozzi di emungimento della falda e impianto di trattamento TAF) gestiti oggi da Eni Rewind nonché alle aree di stabilimento destinate alla attuazione del progetto di bonifica delle acque di falda, nominando un amministratore giudiziario incaricato della relativa gestione. Le società Eni, da allora, stanno collaborando con l'amministrazione giudiziaria per la prosecuzione delle attività di bonifica e per fornire un quadro chiaro circa la correttezza del proprio operato. Frattanto la Procura della Repubblica di Gela ha notificato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari contestando agli indagati il solo reato di omessa bonifica ai sensi dell'art. 452 terdecies c.p. Nel contempo, l'Amministratore Giudiziario incaricato ha depositato una prima relazione tecnica nella quale conferma che le attività di bonifica stanno proseguendo nel rispetto della normativa di riferimento e con una serie di miglioramenti di implementazione da parte della società di concerto con gli enti pubblici preposti. Da ultimo, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso il decreto di citazione a giudizio ed il procedimento pende ora nella fase dibattimentale.

- (xv) **Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Mantova. Procedimento penale in materia di reati ambientali.** Con riguardo al sito di Mantova, ove la società sta procedendo con tutte le opportune attività ambientali. La Procura della Repubblica di Mantova ha notificato in agosto e in settembre 2020 avviso di conclusione delle indagini preliminari relativo al procedimento penale 778/18 RGNR in cui sono stati riuniti diversi fascicoli di indagine. Nell'atto di chiusura delle indagini preliminari emerge l'iscrizione nel registro degli indagati di dipendenti di Versalis SpA, Eni Rewind SpA ed Edison SpA nonché delle predette società (Versalis, Eni Rewind ed Edison) ai sensi del D.Lgs. 231/2001. La Procura della Repubblica ipotizza, con riferimento ad alcune specifiche aree del SIN di Mantova, i reati di gestione di rifiuti non autorizzata, danneggiamento/inquinamento ambientale, omessa comunicazione agli Enti di contaminazione ambientale ed omessa bonifica. A seguito del deposito di memorie difensive indirizzate all'autorità inquirente, alcune posizioni soggettive sono state stralciate dal procedimento ed archiviate. Per le restanti posizioni, la Procura della Repubblica ha in seguito formulato richiesta di rinvio a giudizio, in cui sono state sostanzialmente confermate le

ipotesi di reato di cui all'atto di chiusura delle indagini. In fase di instaurazione dell'udienza preliminare si sono costituiti quali parti civili il MITE, la Provincia di Mantova, il Comune di Mantova e il Parco Regionale del Mincio e le società Eni Rewind, Versalis ed Edison sono invece state citate in giudizio quali responsabili civili e si sono perciò costituite in giudizio. La Fase dell'Udienza preliminare si è chiusa con il provvedimento del GUP di Mantova che ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati e delle società Versalis, Eni Rewind ed Edison, ad eccezione di un ex dipendente di Versalis e di due dipendenti di Edison. Il procedimento è attualmente in fase dibattimentale.

- (xvi) **Eni SpA R&M Deposito di Civitavecchia - Procedimento penale inquinamento falda.** Nel periodo in cui ha gestito il Deposito di Civitavecchia (2008-2018) Eni ha provveduto, in attesa dell'approvazione del piano di caratterizzazione, ad adottare tutta una serie di misure di messa in sicurezza delle acque sotterranee, in coordinamento con gli enti pubblici di controllo e a proseguire l'iter di bonifica fino a quando ha avuto la disponibilità del sito.

La Procura di Civitavecchia ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari contestando, tra gli altri, all'ex capo deposito carburanti Eni di Civitavecchia, l'ipotesi di reato di inquinamento ambientale in relazione alla presunta non corretta gestione della barriera idraulica posta a presidio del sito e finalizzata alla messa in sicurezza d'emergenza della falda contaminata, nell'ambito del procedimento di bonifica in corso. Tale circostanza sarebbe stata segnalata dai funzionari dell'Arpa locale, ai quali nel corso degli anni è stato più volte fornito riscontro tecnico. Eni risulta indagata ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Il PM ha formulato richiesta di rinvio a giudizio. All'udienza preliminare è stato rilevato un vizio procedurale e gli atti sono stati nuovamente trasmessi alla Procura della Repubblica. All'esito della rinnovata udienza preliminare, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio delle persone fisiche con instaurazione del giudizio a giugno 2023 ed ha dichiarato la nullità per vizio di notifica della richiesta di rinvio a giudizio per le persone giuridiche, restituendo gli atti al Pubblico Ministero per il suo rinnovo.

- (xvii) **Eni SpA R&M Raffineria di Livorno - Procedimento penale infortunio sul lavoro.** In data 20 ottobre 2020 è stato notificato presso la Raffineria di Livorno un avviso per Eni quale ente sottoposto ad indagini preliminari nell'ambito di un procedimento penale pendente innanzi alla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Livorno in relazione ad un infortunio sul lavoro occorso nell'estate del 2019 presso una cabina elettrica della Raffineria ed inseguito al quale due dipendenti hanno riportato ustioni di secondo e terzo grado. La società ha provveduto al risarcimento del dipendente che ha subito le maggiori conseguenze dell'infortunio. Il reato presupposto per cui è stato aperto il procedimento è quello di lesioni personali aggravate mentre alla società viene contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D. Lgs 231/2001.

La Polizia Giudiziaria, delegata dalla locale Procura della Repubblica ha avanzato richieste di esibizione documentale al fine di acquisire gli elementi utili a valutare se la società abbia adottato o meno un modello 231 idoneo con le relative procedure e sistemi di gestione e organizzazione rispetto alla prevenzione del reato ipotizzato.

La società ha raccolto la documentazione richiesta che è stata fornita tempestivamente. Nel settembre 2021 la Procura della Repubblica ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari. In seguito, è stato notificato il decreto di citazione a giudizio ed il procedimento pende ora nella fase dibattimentale.

- (xviii) **Eni S.p.A. R&M Deposito di Genova Pegli - Procedimento penale sversamento greggio settembre 2022.** A seguito dell'evento incidentale verificatosi presso il deposito di Genova Pegli in data 27 settembre 2022, evento che ha generato la perdita di greggio da un oleodotto all'interno del deposito stesso e che ha interessato in parte anche aree esterne al sito produttivo, la Procura della Repubblica di Genova ha instaurato un procedimento penale nell'ambito del quale è stato inizialmente disposto il sequestro della parte di impianto oggetto del disservizio verificatosi, in seguito oggetto di dissequestro. In data 12 ottobre 2022 è stato notificato l'avviso di accertamenti tecnici irripetibili finalizzato ad accertare le cause e la dinamica dell'evento incidentale. Nell'ambito

del procedimento il reato per il quale si procede è quello di disastro ambientale colposo, contestato a carico di quattro dipendenti Eni mentre alla Società è contestato l'illecito amministrativo ai sensi degli artt. 5 e 25-undecies D. Lgs 231/01. Il procedimento pende nella fase delle indagini preliminari.

1.2 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

- (i) **Eni Rewind SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Con Conferenze dei Servizi del 2005 il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni Rewind, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate nel polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada. Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR che, nell'ottobre 2012, ha accolto i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barriera fisico. Nel settembre 2017 il Ministero ha notificato a tutte le società coinsediate atto di diffida e messa in mora ad avviare gli interventi di bonifica e ripristino ambientale della Rada entro 90 giorni, fondando la sua richiesta su un asserito avvenuto accertamento della responsabilità proprio sulla base del provvedimento TAR del 2012. Nel giugno 2019 presso il Ministero dell'Ambiente è stato istituito un "Tavolo Tecnico permanente per la Bonifica della Rada di Augusta" all'esito del quale è stato reso pubblico il relativo verbale. Il verbale, richiamando la diffida del 2017, ha confermato la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada ed ha affermato un inadempimento alla citata diffida da parte delle società, comunicato anche alla Procura della Repubblica. D'intesa con tutte le altre società coinvolte si è proceduto all'impugnativa di tale verbale e ad ulteriori paralleli approfondimenti tecnici interni a scopo difensivo. Anche all'esito di un incontro avvenuto con il Ministro presso il sito, Eni Rewind si è resa disponibile, con il Ministero dell'Ambiente, ad avviare un tavolo di confronto con il coinvolgimento di tutti i soggetti interessati e volto ad individuare eventuali misure opportune sui nuovi dati ambientali acquisiti da CNR/ISPRA nel corso del 2019 ferma restando la necessità che gli enti procedano alla corretta individuazione del soggetto responsabile della contaminazione rilevata. Parallelamente la società ha sollecitato, conformemente alle previsioni normative del codice dell'ambiente, l'avvio dell'iter per individuare i soggetti responsabili dell'inquinamento e le rispettive quote di responsabilità, ai fini dell'implementazione del progetto di bonifica. Nel settembre 2020 la società ha preso parte alla Conferenza di Servizi Istruttoria convocata dal Ministero dell'Ambiente sugli esiti degli approfondimenti tecnici svolti da CNR/ISPRA ed ha esposto, assieme ai propri consulenti, gli approfondimenti sullo stato ambientale della Rada e le proprie osservazioni alla Relazione ISPRA-CNR che porterebbero ad escludere qualunque coinvolgimento delle aziende del Gruppo nella contaminazione rilevata. In data 23 settembre 2020 la società ha preso parte alla CdS istruttoria con il MATTM e gli enti competenti, ed ha esposto, assieme ai consulenti tecnici incaricati, importanti approfondimenti sulla tematica dello stato ambientale della Rada di Augusta. In gennaio 2021, la Società, ricevuta comunicazione della indizione della seconda riunione della CdS istruttoria di pari oggetto alla prima fissata per il giorno 10 febbraio 2021, ha formulato richiesta di prendere parte anche ai lavori di tale seconda riunione e di poter visionare i documenti tecnici che sarebbero stati oggetto di trattazione. Tuttavia, in febbraio 2021, la Direzione Generale per il Risanamento Ambientale del Ministero ha ritenuto l'istanza non accoglibile.

A seguito di conferenza decisoria, ad aprile 2021, il Ministero ha ritenuto di poter intervenire nel procedimento volto ad individuare le eventuali attività di bonifica da porre in essere nell'area in danno delle coinsediate, sulla base di presupposti discutibili, quali la presunta inottemperanza delle

aziende all'atto di diffida e messa in mora del 7 settembre 2017. La società ha presentato ricorso e ha sollecitato il Libero Consorzio Comunale di Siracusa (LCCS) ad avviare l'iter di individuazione del soggetto responsabile dell'inquinamento che, nel giugno 2022 ha riscontrato rinviando l'accertamento alla conclusione degli approfondimenti tecnici sulla contaminazione.

- (ii) **Eni SpA – Eni Rewind SpA – Priolo – Cause civili malformazioni.** A febbraio 2022 Eni Rewind ha ricevuto due atti di citazione da parte di due cittadini di Augusta (SR), i quali, esponendo di essere nati con gravi malformazioni a causa degli sversamenti di mercurio derivanti dall'impianto cloro-soda a celle di mercurio dello stabilimento di Priolo, hanno convenuto in giudizio la società innanzi al Tribunale di Siracusa, chiedendo l'accertamento della responsabilità di quest'ultima ex art. 2043 c.c., 2050 c.c. e 311, cod. ambiente e, per l'effetto, la condanna al risarcimento dei danni quantificati in complessivi €800.000 per ciascuno degli attori.

Eni Rewind si è costituita in giudizio svolgendo domanda di chiamata in causa e manleva nei confronti di Edison, tenuto conto che l'impianto cloro-soda è pervenuto al gruppo Eni nell'ambito dell'operazione Enimont, dunque in epoca successiva alla asserita esposizione al mercurio da parte degli attori, avvenuta necessariamente tra il 1972 e il 1975 (anni di nascita degli attori). A seguito della costituzione di Edison S.p.A. e della celebrazione delle rispettive udienze di comparizione, i giudizi pendono attualmente in fase istruttoria.

- (iii) **Eni SpA – Syndial SpA– Raffineria di Gela SpA - Ricorso per accertamento tecnico preventivo e giudizi di merito.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Eni Rewind SpA ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento che sarebbe derivato dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Eni Rewind SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Dal dicembre 2015 sono stati notificati alle tre società interessate atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi di risarcimento danni in sede civile. Tali giudizi pendono nella fase dell'istruttoria. Nel maggio 2018 è stata emessa la prima sentenza di primo grado avente ad oggetto un solo caso. Il Giudice ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale. La sentenza di primo grado è stata impugnata dalla controparte innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta. Nel giugno 2021 il Tribunale civile di Gela ha emesso una seconda sentenza di merito con la quale ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e la fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia ed il presunto inquinamento di origine industriale. Le controparti soccombenti hanno presentato appello ed era stata fissata udienza per il 17 marzo 2022, differita poi dal Tribunale di Gela al 20 aprile 2022. Il processo è stato rinviato al 31 ottobre 2024 per la precisazione delle conclusioni.

- (iv) **Eni Rewind SpA - Risarcimento del danno ambientale (Sito di Cengio).** Dal 2008 è stato attivato un procedimento presso il Tribunale di Genova dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio che hanno citato Eni Rewind affinché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio. La pretesa ammonta a circa €250 milioni per il danno

ambientale, oltre al danno sanitario da quantificarsi in sede di causa. La domanda è basata sulla censura di "inerzia" di Eni Rewind nel dare esecuzione agli interventi ambientali, inerzia tutt'altro che provata. Tra il 2014 e il 2021, la società Eni e il Ministero dell'Ambiente hanno cercato di definire una chiusura transattiva del procedimento, senza però giungere a un accordo definitivo. Il Giudice ha riavviato l'iter processuale con il deposito il 30 dicembre 2021 della consulenza tecnica definitiva dal CTU nominato. Tale consulenza è risultata particolarmente positiva per Eni Rewind in quanto ha posto in luce la storicità della contaminazione, fissando la baseline al 1989/1990 (data di conferimento Enimont) e ritenendo non vi sia stato deterioramento successivo. La perizia, tra l'altro, ha evidenziato l'inerzia del Ministero rispetto alle proposte transattive avanzate dalla società e che avrebbero apportato benefici sul territorio. All'udienza del 24 febbraio 2022, a seguito di richiesta di deposito di documentazione sopravvenuta da parte attrice, il giudice ha disposto l'ammissione di una parte della documentazione ed ha trattenuto la causa in decisione concedendo alle parti 60 giorni per il deposito delle memorie conclusionali e 20 giorni per le note di replica.

Con sentenza 1575/22 del 21 giugno 2022 il Tribunale di Genova ha respinto tutte le domande degli attori accogliendo pienamente le tesi della difesa e condannando le parti attrici a vario titolo a ricompensare alla società le spese di liti. In particolare, la sentenza esclude che Eni Rewind possa venire individuata quale successore a titolo universale di Enimont, allora proprietaria del sito di Cengio. Nell'ottobre 2022 il Ministero ha proposto appello avverso la sentenza. Eni Rewind intende costituirsi in giudizio.

- (v) **Val d'Agri – Eni/Vibac.** A settembre 2019 è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza. Gli attori sono 80 persone, residenti in diversi comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio.

In particolare, nella citazione vengono richiamati in modo puntuale eventi che avrebbero generato impatti negativi sui cittadini e sul territorio. (quali es. lo spill del 2017, eventi torcia dal 2014, le emissioni odorigene e acustiche). Al Giudice adito si chiede di dichiarare la responsabilità di Eni per aver causato emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti; si chiede altresì di ordinare l'interruzione delle attività inquinanti e subordinare la ripresa delle medesime all'avvenuta realizzazione di tutti gli interventi necessari ad eliminare le asserite situazioni di pericolo; infine, di condannare Eni al pagamento di tutti i danni patrimoniali e non, diretti ed indiretti, presenti e futuri nella misura che sarà quantificata in corso di causa. A esito della fase dibattimentale, il Giudice ha trasmesso alle parti proposta di definizione conciliativa ponendo un termine alle parti per valutare la stessa e per presentare ulteriori proposte in merito. Le parti non hanno aderito alla proposta conciliativa. Nel corso dell'ultima udienza del 19 febbraio 2021 il Giudice ha ritenuto la causa matura per la decisione e ha fissato l'udienza di precisazione delle conclusioni al 30 giugno 2023.

- (vi) **Eni SpA – Climate change.** Tra il 2017 e il 2018, presso le Corti dello Stato della California sono stati promossi, da parte di autorità governative locali e un'associazione di pescatori, sette contenziosi nei confronti di Eni SpA, di una controllata (Eni Oil & Gas Inc.) e diverse altre compagnie, finalizzati all'ottenimento del risarcimento dei danni riconducibili all'incremento del livello e della temperatura del mare nonché al dissesto del ciclo idrogeologico.

Detti procedimenti, inizialmente promossi di fronte alle Corti Statali, sono stati successivamente trasferiti alle Corti Federali su impulso dei convenuti, i quali hanno depositato un'apposita istanza rilevando la carenza di giurisdizione delle Corti Statali. Nel 2019, la Corte Federale ha rinviato i casi alle Corti Statali. I convenuti hanno quindi presentato appello alla Ninth Circuit Court of Appeals ("Ninth Circuit Court"), impugnando il provvedimento di rinvio. Tutti i procedimenti sono stati sospesi nelle more del giudizio d'appello davanti alla Ninth Circuit Court. Il 26 maggio 2020, la Ninth Circuit Court ha stabilito il rinvio dei procedimenti alle Corti Statali. Il 9 luglio 2020 Eni Oil & Gas

Inc. ha sottoscritto, insieme ad altri convenuti, una *petition for rehearing en banc* per chiedere una revisione della decisione di rinvio alla Ninth Circuit Court.

La Ninth Circuit Court ha rigettato la *petition for rehearing en banc* ma, su richiesta dei convenuti, ha concesso una sospensione dei procedimenti di 120 giorni (fino a gennaio 2021) per consentire ai convenuti stessi di presentare una c.d. *petition for certiorari* alla Corte Suprema degli Stati Uniti al fine di ottenere la revisione della decisione di rigetto della *petition for rehearing en banc*. A gennaio 2021 i convenuti hanno, quindi, depositato la suddetta *petition for certiorari* alla Corte Suprema degli Stati Uniti. Quest'ultima, in accoglimento della *petition*, ha disposto che la Ninth Circuit Court riconsideri la questione della competenza giurisdizionale valutando tutte le argomentazioni giuridiche a favore della competenza federale.

A giugno 2021, i convenuti hanno presentato alla Ninth Circuit Court una mozione ("Consent Motion") che illustra argomenti a favore della competenza federale aggiuntivi rispetto alle difese iniziali.

A inizio luglio 2021, la Consent Motion è stata rigettata dalla Ninth Circuit Court che, nell'aprile 2022, ha poi confermato il proprio precedente ordine di rinvio alle corti statali. Eni Oil & Gas Inc., insieme agli altri convenuti, ha dunque presentato un'altra *petition for rehearing en banc* alla medesima Ninth Circuit nel maggio 2022, al fine di richiedere la revisione della decisione di rinvio. Nel giugno 2022 la Ninth Circuit Court ha rigettato la *petition*. I convenuti hanno, dunque, presentato alla Ninth Circuit Court una c.d. Motion to Stay, volta a richiedere la sospensione dell'ordine di rinvio alle corti statali. Con ordinanze del 30 giugno 2022 e del 31 agosto 2022, è stata concessa una sospensione fino al 24 novembre 2022, al fine della preparazione e deposito di una *petition for certiorari* alla Corte Suprema per l'ulteriore revisione della decisione. Nel rispetto di tale termine, in data 22 novembre 2022 i convenuti hanno presentato alla Corte Suprema la menzionata *petition for certiorari* alla quale il 14 febbraio 2023 ha fatto seguito il deposito di una ulteriore memoria a sostegno delle proprie posizioni. Il giudizio prosegue.

- (vii) **Eni Rewind/Provincia di Vicenza - Procedimento bonifica sito Trissino.** Il 7 maggio 2019 la Provincia di Vicenza ha imposto (con diffida) ad alcune persone fisiche e società (MITENI in fallimento, Mitsubishi e ICI) di provvedere alla bonifica del sito di Trissino ove ha svolto la propria attività industriale la società MITENI attiva nel settore della chimica. In tale sito, l'ARPA del Veneto ha rinvenuto, nel 2018, nelle acque sotterranee interne e circostanti al sito, la presenza in concentrazioni significative di sostanze chimiche, considerate altamente tossico-nocive e cancerogene. Le analisi svolte dalla Provincia di Vicenza con il diretto coinvolgimento dell'Istituto Superiore di Sanità hanno rivelato la presenza di tali agenti nel sangue di circa 53.000 persone dell'area. L'azione di analisi e monitoraggio sanitario da parte degli enti risulta destinato ad incrementare.

Tra i responsabili del potenziale inquinamento, la Provincia ha individuato anche un ex dipendente di Enichem Synthesis che ha ricoperto l'incarico di AD di MITENI tra il 1988 e il 1996, periodo in cui Enichem Synthesis (poi divenuta Syndial/Eni Rewind) ha detenuto il 51% del capitale sociale di MITENI (il restante 49% era detenuto da Mitsubishi che ha rilevato il resto delle quote nel 1996, con l'uscita di Enichem dalla società).

In una prima fase del procedimento amministrativo non vi sono stati riferimenti alla società Enichem Synthesis (ha riguardato solo il suo ex dipendente) e, d'intesa con le funzioni societarie competenti, si è quindi concentrata l'assistenza legale e la strategia difensiva supportando la persona fisica coinvolta. Dall'azione della Provincia sono scaturiti vari ricorsi al TAR nei quali Eni Rewind è stata chiamata in causa quale "successore" di Enichem per il periodo di gestione del sito quale socio di maggioranza di MITENI. Sulla base di ciò, a febbraio 2020, la Provincia ha esteso il procedimento anche a Eni Rewind la quale con memoria procedimentale ha illustrato alla Provincia le plurime ragioni – formali e sostanziali – che deponevano per la pronta archiviazione del procedimento avviato nei propri confronti.

Tuttavia, in data 5 ottobre 2020 la Provincia ha notificato una diffida ex art. 244 del codice dell'ambiente con cui avrebbe individuato Eni Rewind quale ulteriore responsabile della potenziale contaminazione dello stabilimento di Trissino (insieme ad altri soggetti) e ha notificato una diffida a partecipare alle attività di bonifica sul sito, inclusa la partecipazione alle conferenze di servizi, ai tavoli tecnici e agli incontri che sarebbero stati indetti dagli Enti Pubblici in relazione agli interventi di bonifica del sito. Avverso tali atti della Provincia Eni Rewind ha infatti proposto ricorso al TAR Veneto. Eni Rewind sta partecipando a tali incontri, sta svolgendo gli interventi ambientali e si è resa disponibile a eseguire – nell'ambito del progetto di MISO approvato – ulteriori interventi antinquinamento su base volontaria e senza prestare alcuna acquiescenza rispetto agli addebiti di responsabilità per l'inquinamento da agenti chimici.

2. Procedimenti in materia di responsabilità penale / amministrativa di impresa

- (i) **OPL 245 Nigeria.** Si è concluso presso il Tribunale di Milano in primo grado un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria. Nel luglio 2014 la Procura ha notificato ad Eni SpA un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 e una richiesta di consegna ex art. 248 c.p.p. Il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla c.d. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria". Eni, assicurando la massima cooperazione con la magistratura, ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. A tal proposito si evidenzia che, come comunicato al mercato da Eni, in data 1° ottobre 2019 il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha concluso le proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento.

Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto a uno studio legale statunitense indipendente, esperto in ambito anticorruzione affinché, previa informativa all'Autorità giudiziaria, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I legali statunitensi hanno in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla transazione con il governo nigeriano del 2011 per l'acquisizione della licenza OPL 245 in Nigeria. Gli esiti di tale verifica sono stati messi a disposizione dell'Autorità giudiziaria.

Nel dicembre 2016 è stato notificato a Eni l'avviso di conclusione delle indagini preliminari con la richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano nei confronti, tra gli altri, dell'attuale CEO, dell'allora Chief Development, Operation & Technology Officer, di un altro top manager di Eni e dell'ex CEO di Eni, oltre che di Eni ai sensi del D.Lgs. 231/01.

A seguito della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari è stato richiesto ai legali statunitensi indipendenti di accertare se i nuovi documenti resi disponibili dalla Procura di Milano potessero modificare le conclusioni delle verifiche condotte in precedenza. Agli stessi legali sono stati altresì resi disponibili i documenti depositati nel procedimento nigeriano più oltre descritto. I legali statunitensi hanno confermato le conclusioni delle precedenti verifiche.

Nel dicembre 2017 il Giudice per le Indagini Preliminari ha disposto il rinvio a giudizio di tutte le parti innanzi al Tribunale di Milano. Nel corso della prima udienza dibattimentale hanno chiesto di costituirsi parte civile la Repubblica Federale della Nigeria, nonché alcune ONG che erano già state estromesse dal Giudice dell'Udienza Preliminare. All'udienza del maggio 2018 ha chiesto di costituirsi parte civile anche l'associazione Asso Consum e il Tribunale ha rinviato all'udienza del giugno 2018 per affrontare tutte le questioni sulle richieste di costituzione di parte civile. In questa

udienza il nuovo difensore nominato dal Governo Federale della Nigeria ha insistito per l'ammissione della costituzione di parte civile richiedendo, altresì, la citazione come responsabili civili di Eni e Shell.

All'udienza del luglio 2018, il Tribunale ha deciso sulle questioni relative alla costituzione di parte civile. Sono state estromesse tutte le ONG ed Asso Consum; è stata, inoltre, dichiarata inammissibile la richiesta di costituzione avanzata da un azionista di Eni. Pertanto, la Repubblica Federale della Nigeria è la sola parte civile ammessa dal Tribunale. In esito alla discussione delle parti, a fronte della richiesta di condanna per tutti gli imputati, persone fisiche e società, all'udienza del 17 marzo 2021 è stata pronunciata sentenza di assoluzione perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati.

Nel giugno 2021 la Corte d'Appello di Milano ha, altresì, assolto con la medesima formula assolutoria i due soggetti terzi rispetto ad Eni che avevano optato per il rito abbreviato ed erano stati condannati in primo grado. Questa decisione è diventata definitiva. Il successivo 29 luglio il Pubblico Ministero presso la Procura della Repubblica di Milano e la parte civile, Governo della Nigeria, hanno presentato ricorso in Appello. All'udienza del 19 luglio 2022 la Procura Generale presso il Tribunale di Milano ha rinunciato all'appello della sentenza di primo grado. Conseguentemente, è divenuta definitiva l'assoluzione con la formula "perché il fatto non sussiste" per tutti gli imputati, persone fisiche e giuridiche. La sentenza di primo grado è pertanto passata in giudicato. La Corte d'appello di Milano in data 11 novembre 2022 ha confermato la sentenza di assoluzione di primo grado dichiarando inammissibile l'appello del Pubblico Ministero e rigettando l'appello della parte civile. La decisione della Corte d'appello di Milano chiude il procedimento italiano; pertanto, rimane aperta solo la procedura in Nigeria nell'ambito del complesso delle vicende giudiziarie relative all'assegnazione del permesso OPL 245, peraltro con un ambito molto più limitato.

Il 20 gennaio 2020 alla consociata Eni in Nigeria, la NAE, è stato notificato l'avvio di un procedimento penale avanti la Federal High Court di Abuja. Il procedimento, prevalentemente incentrato sulle accuse a persone fisiche nigeriane (tra le quali il Ministro della Giustizia in carica nel 2011, all'epoca dei fatti contestati), coinvolge NAE e SNEPCO in quanto contitolari della licenza OPL 245, alla cui attribuzione nel 2011, nell'ipotesi accusatoria, sarebbero stati associati atti illeciti anche di natura corruttiva compiuti da dette persone fisiche, che NAE e SNEPCO avrebbero illecitamente favorito agevolando lo schema criminoso. L'inizio del processo, inizialmente previsto per fine marzo 2020, è slittato per la chiusura degli uffici giudiziari in Nigeria a causa dell'emergenza COVID-19 ed è ripreso all'inizio del 2021.

- (ii) **Indagine Congo.** Nel marzo 2017 la Guardia di Finanza ha notificato a Eni una richiesta di consegna di documenti ex art 248 c.p.p. da cui si rileva che è stato aperto presso la Procura di Milano un fascicolo nei confronti di ignoti. La richiesta è relativa, in particolare, agli accordi sottoscritti da Eni Congo negli anni 2013/2014/2015 con il Ministero degli Idrocarburi, volti ad attività di esplorazione, sviluppo e produzione su alcuni permessi e alle modalità con cui furono individuate le imprese con cui Eni è entrata in partnership. Nel luglio 2017 la Guardia di Finanza, su delega della Procura di Milano, ha notificato a Eni una nuova richiesta di documentazione ex art. 248 c.p.p. e un'informazione di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/01 con riferimento al reato di corruzione internazionale. La richiesta fa espressamente seguito alla precedente richiesta di consegna di documenti del marzo 2017 e ha ad oggetto la verifica dei rapporti tra Eni e le sue controllate, dal 2012 ad oggi, con alcune società terze. Eni ha consegnato tutta la documentazione oggetto della richiesta e ha preso contatto con le competenti Autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema. Nel gennaio 2018 la Procura ha richiesto la proroga del termine delle indagini preliminari per ulteriori sei mesi a far data dal 31 gennaio sino al 30 luglio 2018. Successivamente, nel luglio del 2018 la Procura ha richiesto una seconda proroga fino al 28 febbraio 2019. Nell'aprile 2018 la Procura di Milano ha notificato ad Eni un'ulteriore richiesta di documentazione e all'allora Chief Development, Operation & Technology Officer un decreto di perquisizione dal quale lo stesso, insieme ad un altro dipendente Eni, risulta fra gli indagati.

Nell'ottobre 2018 l'Autorità giudiziaria ha eseguito il sequestro dell'account di posta elettronica di un dirigente Eni, già direttore generale di Eni Congo nel periodo 2010-2013. Nel dicembre 2018 e successivamente nel maggio, nel settembre e dicembre 2019 sono state notificate a Eni provvedimenti di richiesta di documenti ex art. 248 c.p.p. dalla Procura di Milano, aventi ad oggetto i rapporti economici intrattenuti da Eni e le sue controllate con alcune società. Tutta la documentazione richiesta è stata prodotta all'Autorità giudiziaria.

Nel settembre 2019 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni un decreto di perquisizione con contestuale informazione di garanzia per una presunta ipotesi di "Omessa comunicazione del conflitto d'interessi" ex 2629 bis del Codice civile, in relazione alla fornitura di servizi logistici e di trasporto ad alcune società controllate operanti in Africa, fra le quali in particolare Eni Congo SA da parte di alcune società facenti capo alla Petroserve Holding BV nel periodo 2007-2018. La contestazione del reato si fonda sull'asserita riconducibilità al coniuge di una quota della proprietà di tale fornitore per una parte del periodo predetto. Nessuna delle forniture oggetto di indagine è mai stata deliberata dal Consiglio di Amministrazione di Eni SpA. Successivamente in data 15 giugno 2020 la società è stata informata che è stata richiesta una proroga delle indagini relativamente a tale ipotesi fino al 21 dicembre 2020.

Nell'aprile 2018 il Collegio Sindacale, l'Organismo di Vigilanza e il Comitato Controllo e Rischi di Eni hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale indipendente e ad una società di consulenza professionale, esperti in ambito anticorruzione affinché, fosse espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda. I risultati di tali attività non hanno evidenziato circostanze di fatto idonee a rilevare un diretto coinvolgimento di Eni, né di suoi dipendenti o manager chiave nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. Nel novembre 2019, a seguito della notifica degli ulteriori atti di indagine, il Collegio Sindacale, il Comitato Controllo e Rischi e l'Organismo di Vigilanza hanno affidato ai consulenti già incaricati nel 2018 un secondo incarico per rivedere le conclusioni raggiunte, alla luce della documentazione processuale resa disponibile a seguito della richiesta di riesame del provvedimento notificato al CEO nel settembre 2019. Il secondo rapporto dei consulenti consegnato nel luglio 2020 integra le conclusioni raggiunte dal primo, in particolare con riferimento alla: (i) ipotesi di verosimile riconducibilità al coniuge dell'Amministratore Delegato di una quota della proprietà del Gruppo Petroserve per alcuni anni quanto meno, a partire dal 2009 sino al 2012; (ii) assenza di riscontri idonei a smentire le dichiarazioni rese dal CEO circa la sua non conoscenza di eventuali interessi del coniuge nella proprietà del predetto Gruppo Petroserve; (iii) assenza di evidenza del fatto che l'attività delle persone coinvolte sia stata svolta nell'interesse di Eni.

In data 9 settembre 2020 è stato notificato ad Eni un decreto di fissazione di udienza in camera di consiglio a seguito di presentazione da parte della Procura di Milano di richiesta di applicazione di misura interdittiva ai sensi degli artt. 45 e ss. Del D.Lgs. 231/2001, relativamente ad alcuni campi petroliferi in Congo. In particolare, in via principale viene richiesta l'interdizione dallo sfruttamento dei campi Djambala II, Foukanda II, Mwafi II, Kitina II, Marine VI Bis, Loango, Zatchi da parte di Eni per 2 anni ed in subordine viene richiesta la nomina di un commissario giudiziale deputato alla gestione dei summenzionati campi petroliferi. Il Giudice per le Indagini Preliminari, nel decreto di fissazione dell'udienza per il 21 settembre 2020, dà atto che la sanzione amministrativa si sarebbe prescritta il 14 luglio 2020, considerato che i Pubblici Ministeri datano la commissione degli asseriti reati "fino al 14 luglio 2015", ma che nel caso di specie il termine di prescrizione dei cinque anni sarebbe stato sospeso dalla recente legislazione anti-covid fino al 16 settembre 2020. Il Giudice dava, altresì, atto della pendenza presso la Corte costituzionale, questione di legittimità costituzionale della legislazione anti-covid suindicata, con particolare riferimento al principio di irretroattività di una norma di sfavore (ex art. 25 comma 2 Cost.). Pertanto, l'udienza inizialmente fissata per il 21 settembre 2020, è stata dapprima rinviata al 10 dicembre 2020 in attesa della pronuncia della Corte costituzionale e, successivamente una volta che la Corte si è pronunciata per la costituzionalità della norma, è stata rinviata al 17 febbraio 2021 anche per attendere il deposito delle motivazioni della sentenza. L'udienza del 17 febbraio 2021 è stata rinviata al 25 marzo 2021, poiché, a seguito della riqualificazione del reato operata dalla Pubblica Accusa, da corruzione

internazionale a induzione indebita a dare o promettere utilità, si è definita una ipotesi di applicazione della pena su richiesta delle parti (ex art. 444 c.p.p.). In data 15 marzo 2021 il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha deliberato il conferimento di procura speciale in favore dei difensori di Eni SpA, responsabile amministrativo, per proporre istanza di applicazione di pena su richiesta delle parti. L'importo della sanzione complessivamente concordata con la Procura è pari a €11,8 milioni.

All'udienza del 25 marzo 2021 il Giudice per le Indagini Preliminari ha accolto l'ipotesi di sanzione concordata e la Procura ha, inoltre, revocato la richiesta di misura interdittiva per Eni SpA. In data 8 febbraio 2023 si è avuta notizia della richiesta di archiviazione formulata dalla Procura della Repubblica di Milano per tutte le persone fisiche indagate nell'ambito di questo procedimento. La richiesta di archiviazione ha ad oggetto sia l'ipotesi di corruzione internazionale che aveva riguardato - tra gli altri - l'allora Chief Development, Operations & Technology Officer di Eni; sia l'ipotesi di omessa dichiarazione del conflitto di interessi in capo all'AD di Eni.

3. Altri procedimenti in materia penale

- (i) **Eni SpA (R&M) - Procedimenti penali accise sui carburanti.** È pendente un procedimento penale innanzi alla Procura di Roma, avente ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Tale procedimento (n. 7320/2014 RGNR) costituisce la riunione di tre distinti filoni di indagine: (i) un primo procedimento, avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi dapprima oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione richiesta. (ii) un secondo procedimento derivante da un filone di indagine presso la Procura di Prato, riguardante il deposito di Calenzano per sottrazione di carburante attraverso una manipolazione degli erogatori, successivamente esteso anche alla raffineria di Stagno (Livorno); (iii) un terzo procedimento, avviato dalla Procura di Roma, avente ad oggetto la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento.

I tre filoni sono stati riuniti in un unico procedimento (n.7320/14) e la Procura di Roma ha condotto un'articolata attività di indagine, ipotizzando la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale.

Nel corso degli anni 2014 e 2015 sono state effettuate massicce attività di intercettazione telefonica e ambientale ed attività delegate di perquisizioni e sequestri su tutti depositi fiscali del circuito Eni sul territorio nazionale - per verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise - e sono stati effettuati accertamenti tecnici su testate di erogazione carburanti. Nello stesso periodo, le indagini sono state estese ad un cospicuo numero di dipendenti ed ex dipendenti incluso il vertice dell'allora Divisione Refining & Marketing della società.

Nel novembre 2017 è stato eseguito presso le raffinerie e i depositi di Eni in Italia un provvedimento di sequestro preventivo dei misuratori di prodotti petroliferi emesso dal Tribunale di Roma su richiesta della Procura. La Società, anche in considerazione delle conseguenze connesse al fermo totale delle attività di raffinazione e di rifornimento di carburanti, ha interloquuto con la Procura al

fine di ridurre per quanto possibile al minimo l'impatto verso i clienti, le società e i servizi e dopo pochi giorni è stato revocato il sequestro preventivo, in ragione degli impegni assunti dalla Società, parte terza non indagata. Eni ha sempre fornito la massima collaborazione all'Autorità giudiziaria.

Nel corso del 2018 nell'ambito del procedimento n. 7320/14 è stato notificato dalla Procura di Roma l'avviso agli indagati di conclusione delle indagini preliminari e successivamente è stata esercitata l'azione penale con fissazione dell'udienza preliminare. Per quanto di interesse di Eni, la richiesta di rinvio a giudizio della Procura di Roma ha riguardato gli allora responsabili di deposito di Calenzano, Pomezia, Napoli, Gaeta ed Ortona per le fattispecie di reato di sottrazione aggravata e continuata al pagamento delle accise e anche i direttori delle raffinerie di Collesalveti (Livorno) e Sannazzaro per le ulteriori fattispecie di alterazione dei sistemi di misura previsti dalle leggi applicabili. Inoltre, per il solo deposito di Calenzano, è stato contestato in capo al responsabile e a tre addetti di deposito, un'ipotesi di frode processuale.

Nel settembre 2018 è pervenuta ad Eni, in qualità di parte offesa, notifica dell'avviso di fissazione di udienza emesso dal Tribunale di Roma, in relazione alla contestazione di associazione a delinquere e altre contestazioni minori, nei confronti dei numerosi indagati – tra cui oltre 40 posizioni Eni - oggetto di un procedimento stralcio (proc. n. 22066/17 RGNR) dal principale, per le quali, nel maggio 2017, la Procura aveva richiesto l'archiviazione. All'esito dell'udienza, nel dicembre 2018 il Giudice ha accolto la richiesta di archiviazione per numerose posizioni, tra cui tredici posizioni Eni, mentre ha rigettato la richiesta, imponendo alla Procura di formulare l'imputazione nei termini e forme di legge per ventotto posizioni Eni (inclusi gli ex vertici dell'allora Divisione R&M) per il reato associativo. Anche per tale imputazione a seguito di udienza preliminare è stata conseguita nel dicembre 2019 sentenza di non luogo a procedere per tutti gli imputati. Nel corso del 2019 anche in relazione alle pendenze fiscali si è addivenuti ad una definizione ed Eni ha effettuato i pagamenti per le maggiori accise ed altre imposte per cui non è stato possibile ricostruire la relativa giustificazione.

Per il procedimento principale (n. 7320/2014 RGNR), nel corso del 2019 è stata svolta un'articolata fase di udienza preliminare dinnanzi al GUP del Tribunale di Roma il quale, all'esito delle discussioni, ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati.

Dal 2020 si è svolto il giudizio di primo grado dinanzi al Tribunale Monocratico di Roma per i reati in materia di accise, reato di falsità e frode processuale. All'udienza del 21 novembre 2022, il Tribunale ha disposto la chiusura anticipata del dibattimento in corso, accertando l'intervenuta prescrizione, richiedendo sentenza di non doversi procedere con immediata declaratoria della connessa causa di estinzione del reato. Per una sola posizione di Eni, pur non rinunciando alla prescrizione, la difesa ha richiesto assoluzione nel merito. All'udienza del 31 gennaio 2023, il Giudice Monocratico del Tribunale di Roma ha emesso sentenza di proscioglimento ex art. 129, dando atto dell'intervenuta prescrizione nei confronti di tutti i dipendenti ed ex dipendenti di Eni imputati nel procedimento. Contestualmente il Giudice ha ordinato il dissequestro di tutti i beni ancora sottoposti al vincolo cautelare per finalità probatorie.

- (ii) **Eni SpA (R&M) – Raffineria di Taranto - Procedimento penale per violazione accertamento accise.** Il procedimento è relativo alla presunta sottrazione all'accertamento fiscale di prodotto energetico movimentato, in regime di sospensione di accisa, da un serbatoio della raffineria di Taranto.

All'esito della fase delle indagini preliminari, risultano indagati, in concorso, l'allora responsabile della raffineria e altri tre dipendenti per una presunta continuata ipotesi di sottrazione all'accertamento delle accise, in ragione di plurime movimentazioni avvenute nel periodo dal 30.06 al 9 settembre 2021, dal serbatoio oggetto di indagine, il cui misuratore dal 13 ottobre 2021 è posto sotto sequestro. Esercitate le facoltà difensive, allo stato al vaglio del Pubblico Ministero, il procedimento è in corso.

- (iii) **Eni SpA - Procura della Repubblica di Milano – Proc. Pen. 12333/2017.** Nel febbraio 2018 è stato notificato un decreto di perquisizione e sequestro con riferimento alle ipotesi di reato associativo finalizzato alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubblico Ministero. Dal provvedimento risultano indagati, tra gli altri, un ex legale esterno dell'Eni e un ex dirigente di Eni, all'epoca dei fatti contestati dirigente strategico in diversi ruoli aziendali. Secondo quanto riportato nel decreto, l'associazione sarebbe finalizzata ad intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedono coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti.

A seguito di quanto sopra, il Comitato Controllo e Rischi, sentito il Collegio Sindacale, ha convenuto, unitamente all'Organismo di Vigilanza, di affidare a un soggetto terzo indipendente lo svolgimento di un incarico per una verifica interna su documenti e fatti rilevanti rispetto alle vicende connesse con il citato procedimento, incluse analisi di tipo "forensic". L'incarico è stato conferito il 22 febbraio 2018 e, nella Relazione finale del 12 settembre 2018, presentata al Comitato Controllo e Rischi, all'Organismo di Vigilanza e al Collegio Sindacale, è riportato che dalle analisi svolte, e rispetto alle ipotesi formulate dalla Procura di Milano nel decreto, non emergerebbero evidenze fattuali circa il coinvolgimento del predetto ex dirigente di Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura.

Nel contempo il 19 aprile 2018 il Consiglio di Amministrazione ha conferito incarico a due consulenti esterni, un penalista e un civilista, per ricevere una consulenza legale indipendente in relazione ai fatti oggetto di indagine. Gli esiti sono stati riportati in una relazione del 22 novembre 2018 che non ha evidenziato circostanze di fatto idonee di per sé a rilevare un diretto coinvolgimento di persone Eni nella commissione dei reati ipotizzati dalla Procura. La relazione è stata presentata al Consiglio di Amministrazione e al Collegio Sindacale di Eni, nonché trasmessa all'Organismo di Vigilanza di Eni.

Il 4 giugno 2018 la Consob ha chiesto a Eni e al suo Collegio Sindacale alcune informazioni relative al predetto procedimento, ai sensi dell'art. 115, comma 1, del TUF. In particolare, alla Società sono stati richiesti elementi informativi circa l'incarico affidato al soggetto terzo indipendente, gli esiti dell'incarico stesso, nonché su ogni altra azione intrapresa da Eni e dai suoi organi sociali in relazione alla vicenda in questione. Per quanto riguarda il Collegio Sindacale, l'Autorità ha chiesto informazioni in merito allo scambio informativo intrattenuto con l'allora società di revisione sulla vicenda in esame e sul programma di lavoro dalla stessa svolto, nonché l'aggiornamento su ogni ulteriore iniziativa di vigilanza. La Società ha risposto alla richiesta di informazioni l'11 giugno 2018. Successivamente, ha integrato la propria risposta inviando ulteriore documentazione incluse la relazione finale del soggetto terzo indipendente e le relazioni dei consulenti del Consiglio di Amministrazione; il Collegio Sindacale ha periodicamente aggiornato la Consob delle diverse iniziative di vigilanza assunte con diverse comunicazioni, l'ultima delle quali il 25 luglio 2018. Per maggiori informazioni sull'attività di vigilanza del Collegio Sindacale e sui relativi esiti si veda la Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea convocata per l'approvazione della presente Relazione Finanziaria Annuale. Il 13 giugno 2018 è stata notificata a Eni una richiesta di consegna di documentazione ex art. 248 c.p.p. Oggetto della richiesta erano i documenti inerenti all'audit interno e ad eventuali audit esterni relativi agli incarichi affidati all'ex legale esterno ad Eni, che risulta indagato nell'ambito del procedimento. Nell'ambito di questa richiesta sono state trasmesse alla Procura anche le relazioni del soggetto terzo indipendente e dei consulenti del Consiglio di Amministrazione. In data 9 maggio 2019 Eni si è formalmente dichiarata persona offesa nel procedimento in oggetto.

Nel maggio e giugno 2019, sempre nell'ambito del medesimo procedimento, la Procura di Milano ha notificato ad Eni ed a tre società controllate (ETS SpA, Versalis SpA, Ecofuel SpA) diverse richieste di documentazione ex art. 248 c.p.p. Contestualmente il 23 maggio 2019 è stata notificata ad Eni un'informazione di garanzia con riferimento al reato 25 decies D.Lgs. 231/2001 per il reato di cui all'art. 377 bis c.p. (induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità giudiziaria).

Oggetto delle predette richieste di documentazione erano in particolare i rapporti con due controparti commerciali, gli accessi presso gli uffici Eni di alcuni soggetti terzi, anche per conto di una delle predette controparti, la casella di posta elettronica di alcuni dipendenti ed ex dipendenti, la

documentazione relativa ai rapporti intrattenuti con l'ex legale esterno indagato nel procedimento e quella relativa all'interruzione di tali rapporti, i report dell'internal audit ed i verbali degli organi societari che si sono occupati di valutare tali rapporti. A seguito degli audit interni, la società ha provveduto a denunciare per truffa, in data 21 giugno 2019, un dipendente di ETS precedentemente licenziato in data 28 maggio 2019 ed ha altresì presentato un esposto all'Autorità giudiziaria per accertare la sussistenza degli estremi per il concorso in truffa di altri soggetti esterni a Eni. In data 14 agosto la Guardia di Finanza ha inviato ad Eni una nuova richiesta di informazioni, avente ad oggetto i rapporti economici intercorsi tra le società del Gruppo Eni ed un professionista esterno. Alla richiesta è stato dato immediato riscontro.

Successivamente, nel novembre 2019 è stata notificata una richiesta di proroga delle indagini preliminari. Per quanto riguarda Eni, vi è stata la richiesta la proroga delle indagini per il reato di cui all'art. 25 decies del D.Lgs. 231/2001 fino al maggio 2020. Inoltre, risultano indagati per diverse ipotesi di reato un ex dirigente dell'ufficio legale, l'ex Chief Upstream Officer di Eni ed un ex dipendente di Eni, licenziato nel 2013. Per quanto riguarda le posizioni dei terzi, risultano delle nuove iscrizioni nel registro degli indagati, tra cui due ex legali esterni. In data 23 gennaio 2020 è stato notificato un decreto di perquisizione, con contestuale informazione di garanzia, al Chief Services & Stakeholder Relations Officer, al Senior Vice President Security e ad un dirigente dell'ufficio legale.

A seguito delle richieste di riesame del predetto decreto, il materiale depositato dalla Procura è stato reso disponibile alla società che ne ha chiesto l'esame al consulente già autore della relazione del 12 settembre 2018.

Successivamente nel giugno, luglio e settembre 2020 la Procura di Milano ha notificato ad Eni ulteriori diverse richieste di documentazione ex art. 248 c.p.p. aventi ad oggetto, in particolare, gli esiti delle verifiche svolte dall'internal audit a seguito di una segnalazione anonima relativa ad un evento di ospitalità del 2017, alcuni chiarimenti in merito alla gestione di una fattura emessa da uno studio legale esterno, il report dell'internal audit sui rapporti economici con una controparte commerciale, evidenze di impegni lavorativi del Chief Services & Stakeholder Relations Officer relativi ad alcune date temporali del 2014 e del 2016 e la documentazione inerente il licenziamento di un ex dipendente di Eni. Tutta la documentazione richiesta è stata nel tempo prodotta all'Autorità giudiziaria.

In data 9 novembre 2020 la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni di un avviso di accertamenti tecnici irripetibili, con contestuale informazione di garanzia finalizzata a consentire la partecipazione, tramite proprio consulente tecnico, alle operazioni tecniche programmate di analisi del contenuto di un dispositivo telefonico sequestrato ad un ex dipendente di Eni.

In relazione a quanto precedentemente richiesto dall'AG nel luglio 2020 e ad integrazione delle informazioni già prodotte, nel periodo gennaio – marzo 2021 è stata consegnata nel tempo tutta la ulteriore documentazione riguardante un contenzioso in essere con una controparte commerciale.

In data 10 dicembre 2021 si è avuta notizia della notifica dell'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di dodici persone fisiche e cinque società. Eni SpA, l'Amministratore Delegato, il Director Human Capital & Procurement Coordination ed il Responsabile della Security di Eni SpA non compaiono nell'atto, funzionale ad una richiesta di rinvio a giudizio, risultando quindi estranei alle contestazioni. Viceversa, ad un ex dirigente Eni licenziato già nel 2013 e ad un ex legale esterno Eni, in concorso con altri, viene contestato di avere calunniato l'Amministratore Delegato ed il Director Human Capital & Procurement Coordination di Eni.

Per quanto riguarda le società, ETS è indagata con riferimento all'illecito amministrativo di cui agli artt. 5, comma 1, lett. a), 25 octies, D.Lgs. 231/01 in relazione all'art. 377 bis c.p. per cui è indagato l'allora dirigente apicale. ETS è già stata posta in liquidazione volontaria con delibera del CDA di Eni di luglio 2020 ed efficacia dal 1° gennaio 2021. Per la contestazione di responsabilità amministrativa di cui al D. Lgs. 231/01, ETS ha formulato, con il consenso del Pubblico Ministero,

istanza ex art. 444 c.p.p. di definizione del procedimento mediante applicazione di pena ed è fissata udienza nell'ottobre 2022 avanti al Gip per la valutazione di competenza.

In esito alla discovery ritardata di ulteriori atti di indagine, non conosciuti al momento della richiesta di patteggiamento, è stata depositata dalla difesa di ETS, in vista dell'udienza, un'istanza di revoca del patteggiamento. All'udienza del 5 ottobre 2022, il Giudice ha conseguentemente rigettato il patteggiamento.

In data 30 giugno 2022 si è avuta notizia del provvedimento della Procura di stralcio dal procedimento, ai fini di una successiva richiesta di archiviazione, in relazione alle posizioni di Eni SpA, dell'Amministratore Delegato, del Director Human Capital & Procurement Coordination e del Responsabile della Security di Eni SpA, a conferma della loro estraneità dalle contestazioni contenute nell'avviso di conclusioni indagini del dicembre 2021. È stato, altresì, disposto lo stralcio ai fini di richiesta di archiviazione delle contestazioni di corruzione tra privati relative ad esponenti Eni e ad alcuni legali esterni che erano stati iscritti a seguito delle dichiarazioni di Piero Amara.

Successivamente si è avuta notizia che il procedimento è stato trasferito presso la Procura della Repubblica di Brescia a seguito della decisione del Procuratore Generale presso la Cassazione sulla base di istanza presentata dalle difese di alcuni indagati. La Procura di Brescia, ricevuti gli atti, ha disposto l'archiviazione di un procedimento stralcio del 12333/17, relativo ad una ipotesi di calunnia e di diffamazione (archiviata) ed ha invece rimandato alla Procura di Milano per competenza il fascicolo. Si è appreso che la Procura ha richiesto nuovamente l'archiviazione nei confronti dell'Amministratore Delegato, del Director Human Capital & Procurement Coordination e della società, richiedendo il giudizio per le altre posizioni.

4. Contenziosi fiscali

- (i) **Contestazione per omesso pagamento dell'imposta municipale unica (IMU) relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.** Sono in essere contenziosi fiscali con alcuni enti locali italiani la cui materia del contendere è l'assoggettabilità ad IMU delle piattaforme petrolifere localizzate nel mare territoriale nel periodo 2016-2019. Dal 2016 il quadro normativo di tale imposta è stato modificato per effetto della Legge n. 208/2015 che ha escluso dalla base imponibile dell'imposta gli impianti funzionali allo specifico processo produttivo, mentre con successiva risoluzione n. 3 del 1° giugno 2016 il Dipartimento delle Finanze ha riconosciuto alle piattaforme petrolifere la qualificazione di impianti e conseguentemente l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge predetta. Sulla base di tale interpretazione Eni non ha versato alcuna IMU per gli anni 2016-2019. Tuttavia, la pronuncia del Dipartimento delle Finanze non è vincolante per gli enti locali cui compete il potere impositivo riconosciuto dalla stessa Corte di Cassazione e alcuni di questi hanno notificato avvisi di accertamento per le annualità 2016-2019. Contro tali avvisi la società ha presentato ricorso. Nonostante Eni ritenga che le piattaforme petrolifere ubicate nel mare territoriale debbano essere escluse dalla base imponibile dell'IMU in base all'interpretazione della legge alla luce della risoluzione del Dipartimento delle Finanze, valutati i rischi di soccombenza nei contenziosi pendenti è stato deciso di eseguire un accantonamento al fondo rischi, il cui ammontare esclude l'importo delle sanzioni poiché l'operato dell'Eni ha fatto affidamento sulla risoluzione amministrativa, nonché ha tenuto conto dell'abbattimento della base imponibile che esclude la "componente impiantistica" come previsto dal dettato della norma. Il contenzioso prosegue.

Il D.L. 124/2019 (convertito con Legge 157/2019) ha istituito, a decorrere dal 2020, l'imposta immobiliare sulle piattaforme marine (IMPi) in sostituzione di ogni altra imposizione immobiliare locale ordinaria sugli stessi manufatti. Tale norma ha quindi sancito, a partire dal 2020, la sussistenza del presupposto impositivo su tali manufatti.

5. Procedimenti chiusi

- (i) **Eni Rewind SpA - Procedimento amianto Ravenna.** Procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Eni Rewind SpA, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991. Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo e disastro ambientale. Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Eni Rewind SpA è costituita in giudizio quale responsabile civile. In udienza preliminare le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del reato di disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Nel febbraio 2014 il GUP presso il Tribunale di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati, riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Eni Rewind SpA ha concluso alcuni accordi transattivi. Terminato il dibattimento nel novembre 2016 il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per tutti gli imputati con riferimento a 74 casi dei 75 inizialmente contestati nonché per l'ipotesi di disastro. Mentre ha pronunciato condanna per un caso di asbestosi.

Le difese, le parti civili costituite e la Procura hanno impugnato la sentenza davanti la Corte d'Appello di Bologna che ha disposto una perizia. I difensori di Eni hanno ricusato un membro del collegio peritale e la Corte d'Appello ha respinto la richiesta di ricusazione con ordinanza successivamente annullata dalla Corte di Cassazione. In sede di rinvio, su richiesta dei difensori di Eni la Corte d'Appello di Bologna, stante la diversa composizione del collegio giudicante, ha disposto la rinnovazione del giudizio di appello e, conseguentemente, la successiva revoca dell'ordinanza con cui era stata inizialmente disposta la perizia. In data 25 maggio 2020, la Corte d'Appello ha assolto gli imputati, ed il responsabile civile, per 74 casi di mesotelioma, tumore polmonare, placche pleuriche e asbestosi, ha preso atto del passaggio in giudicato dell'assoluzione per la contestazione di disastro e ha confermato la condanna per un caso di asbestosi, dichiarando altresì inammissibili gli appelli di numerose parti civili. La difesa Eni ha presentato ricorso in Cassazione contro la condanna per asbestosi; alcune parti civili hanno impugnato l'assoluzione per altre patologie. In data 24 novembre 2021 la Corte di Cassazione ha annullato, senza rinvio, la sentenza impugnata nei confronti di un imputato per estinzione del reato, ha annullato senza rinvio agli effetti penali la sentenza di condanna impugnata per il reato di lesioni colpose in relazione al caso di asbestosi perché estinto per prescrizione, rigettando i ricorsi della difesa Eni agli effetti civili ed ha, infine, rigettato i ricorsi delle parti civili. Pertanto, penalmente il procedimento è chiuso. Allo stato non si hanno informazioni circa l'attivazione di eventuali contenziosi civili.

- (ii) **Versalis SpA. Stabilimento di Brindisi - Procedimento penale in materia di torce di stabilimento ed emissioni odorigene.** In data 18 maggio 2018 il direttore dello stabilimento Versalis di Brindisi e altri due dipendenti sono stati convocati dai carabinieri del Noe al fine di rendere sommarie informazioni testimoniali in merito a due upset occorsi nel mese di aprile 2018 e che hanno comportato l'attivazione del sistema torce di stabilimento. La Società ha collaborato con l'Autorità giudiziaria per fornire le informazioni utili ad escludere che tali eventi possano aver avuto un impatto negativo e significativo sulla qualità dell'aria. Alla fine del mese di maggio 2020 in concomitanza di una fermata programmata dello stabilimento Versalis, sono state rilevate delle concentrazioni anomale di benzene e toluene poste alla base di un'ordinanza con la quale il Sindaco di Brindisi ha disposto la fermata dell'impianto cracking. Da questi eventi è stato instaurato un procedimento penale, per effetto del quale sono stati iscritti quali soggetti indagati i due direttori pro-tempore dello stabilimento ed il responsabile operation per i reati di cui agli artt. 29 - quaterdecies D.Lgs. 152/06 e 674 c.p. In data 19 maggio 2022, il GIP, in accoglimento di richiesta

avanzata dalla Procura della Repubblica, ha disposto l'archiviazione del procedimento evidenziando che le accensioni di torce avvenute a far data dal 2018 erano dovute a disservizi o guasti momentanei, sempre in osservanza delle prescrizioni AIA e precisando che dagli accertamenti dei consulenti non sono emerse violazioni dei vincoli imposti dalla normativa in vigore.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute Eni, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, corrisponde delle royalties ed è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza - Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

A partire dal 2021, in Europa ha preso il via la quarta fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale l'assegnazione gratuita dei permessi di emissione avviene utilizzando fattori di emissione definiti a livello europeo e specifici per ogni settore industriale (c.d. benchmark), a eccezione della produzione di energia elettrica, per la quale non sono previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad Emissions Trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato

delle emissioni. Nell'esercizio 2022, le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 16,73 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 4,98 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 11,75 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.

29 RICAVI

Ricavi della gestione caratteristica

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Totale
(€ milioni)						
2022						
Ricavi della gestione caratteristica	12.896	41.230	58.223	19.726	190	132.265
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita di greggi	5.438		20.839			26.277
- Vendita di prodotti petroliferi	1.070		29.453			30.523
- Vendita di gas naturale e GNL	6.108	40.840	65	5.571		52.584
- Vendita di prodotti petrolchimici			6.241		3	6.244
- Vendita di energia elettrica				12.448		12.448
- Vendita di altri prodotti	68		411	223	2	704
- Servizi	212	390	1.214	1.484	185	3.485
	12.896	41.230	58.223	19.726	190	132.265
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	12.592	41.047	57.898	19.599	58	131.194
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	304	183	325	127	132	1.071
2021						
Ricavi della gestione caratteristica	8.846	16.973	40.051	10.517	188	76.575
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	3.573		14.710			18.283
- Vendita prodotti petroliferi	885		18.739			19.624
- Vendita gas naturale e GNL	4.122	16.608	34	3.245		24.009
- Vendita prodotti petrolchimici			5.652		7	5.659
- Vendita di energia elettrica				5.104		5.104
- Vendita altri prodotti	40	6	132	212	1	391
- Servizi	226	359	784	1.956	180	3.505
	8.846	16.973	40.051	10.517	188	76.575
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	8.506	16.823	39.836	10.517	72	75.754
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	340	150	215		116	821
2020						
Ricavi della gestione caratteristica	6.359	5.362	24.937	7.135	194	43.987
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	1.969		9.024			10.993
- Vendita prodotti petroliferi	517		11.852			12.369
- Vendita gas naturale e GNL	3.505	5.000	20	2.741		11.266
- Vendita prodotti petrolchimici			3.277		19	3.296
- Vendita di energia elettrica				2.345		2.345
- Vendita altri prodotti	113	(2)	36	21	2	170
- Servizi	255	364	728	2.028	173	3.548
	6.359	5.362	24.937	7.135	194	43.987
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	5.896	5.239	24.639	7.135	78	42.987
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	463	123	298		116	1.000

(€ milioni)	2022	2021	2020
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	157	658	818
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	1	30	

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

Altri ricavi e proventi

(€ milioni)	2022	2021	2020
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	48	107	10
Altri proventi	1.127	1.089	950
	1.175	1.196	960

Gli altri proventi comprendono €204 milioni (€281 milioni e €357 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020) relativi al recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate dall'Eni.

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

30 COSTI

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2022	2021	2020
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	84.892	41.174	21.432
Costi per servizi	10.303	10.646	9.710
Costi per godimento di beni di terzi	2.301	1.233	876
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	2.985	707	349
Altri oneri	2.069	1.983	1.317
	102.550	55.743	33.684
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(246)	(185)	(128)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(22)	(9)	(5)
	102.282	55.549	33.551

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi geologici e geofisici dell'attività esplorativa che ammontano a €220 milioni (€194 milioni e €196 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €164 milioni (€177 milioni e €157 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su diritti di estrazione di idrocarburi per €1.570 milioni (€946 milioni e €673 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €1.748 milioni (accantonamento netto di €279 milioni e utilizzo netto €15 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020) e l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €501 milioni (accantonamenti netti di €162 milioni e di €76 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 - Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 13 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2022	2021	2020
Salari e stipendi	2.311	2.182	2.193
Oneri sociali	465	455	458
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	174	165	102
Altri costi	194	204	239
	3.144	3.006	2.992
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(120)	(111)	(118)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(9)	(7)	(11)
	3.015	2.888	2.863

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €78 milioni (€94 milioni e €105 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020) e oneri per programmi a contributi definiti per €103 milioni (€97 milioni e €96 milioni rispettivamente nel 2021 e nel 2020).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2022		2021		2020	
	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation
Dirigenti	957	19	966	18	993	17
Quadri	9.084	80	9.143	78	9.280	73
Impiegati	15.517	420	15.747	380	15.995	349
Operai	6.074	288	5.476	284	4.780	287
	31.632	807	31.332	760	31.048	726

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo.

Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche.

I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period.

Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE

Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group")²⁸ rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento²⁹; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group.

Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che sarà assegnato a scadenza dipende dai seguenti obiettivi definiti in un periodo di performance triennale, e precisamente: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato misurato rispetto al Peer Group di riferimento in termini di differenza tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione tra il titolo e la borsa di riferimento; (ii) per il 20% da un obiettivo industriale misurato rispetto al Peer Group in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV); (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, rispetto al valore previsto nel Piano Strategico; (iv) per il (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi misurati rispetto ai valori di Piano Strategico e costituiti: (a) per il 15% dalla Intensità delle Emissioni GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity (tCO₂eq/kboe); (b) per il 10% dalla capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili; (c) per il 10% dallo stato avanzamento di tre progetti rilevanti di economia circolare. In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno assegnate a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% di tali azioni sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2022, n. 2.069.685 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,20 euro per azione. (ii) nel 2021, n. 2.365.581 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 8,15 euro per azione (iii) nel 2020, n. 2.922.749 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 4,67 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€12,918 e €14,324 a seconda della grant date per l'attribuzione 2022; €11,642 e €12,164 a seconda della grant date per l'attribuzione 2021; €5,885 e €8,303 a seconda della grant date per l'attribuzione 2020), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (6,1% e 6,8% per l'attribuzione 2022, 7,1% e 7,4% per l'attribuzione 2021 e 7,1% e 10,0% per l'attribuzione 2020 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (30% e 31% per l'attribuzione 2022; 44% e 45% per l'attribuzione 2021; 41% e 44% per l'attribuzione 2020), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro, ammontano a €18 milioni (€16 milioni e €7 milioni rispettivamente nel 2021 e 2020) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

²⁸ Il Peer Group è composto dalle seguenti società: Apache, BP, Chevron, ConocoPhillips, Equinor, ExxonMobil, Marathon Oil, Occidental, Royal Dutch Shell e Total.

²⁹ La condizione di performance connessa con il TSR ai sensi dei principi contabili internazionali rappresenta una cd market condition.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi, incluso i contributi e gli oneri accessori, spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021	2020
Salari e stipendi	37	29	30
Benefici successivi al rapporto di lavoro	3	3	2
Altri benefici a lungo termine	17	15	12
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	9		21
	66	47	65

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci di Eni SpA

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €11,12 milioni, €10,13 milioni e €7,54 milioni rispettivamente per gli esercizi 2022, 2021 e 2020. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,589 milioni, €0,550 milioni e €0,571 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2022, 2021 e 2020.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

31 PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2022	2021	2020
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	8.450	3.723	3.531
Oneri finanziari	(9.333)	(4.216)	(4.958)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico	(55)	11	31
Strumenti finanziari derivati	13	(306)	351
	(925)	(788)	(1.045)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021	2020
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(507)	(475)	(517)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(13)	11	31
- Oneri netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(42)		
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(128)	(94)	(102)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(315)	(304)	(347)
- Interessi attivi verso banche	57	4	10
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	9	9	12
	(939)	(849)	(913)
Differenze attive (passive) di cambio	238	476	(460)
Strumenti finanziari derivati	13	(306)	351
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	128	67	97
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	38	68	73
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(199)	(144)	(190)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(204)	(100)	(3)
	(237)	(109)	(23)
	(925)	(788)	(1.045)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 13 – Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n. 24 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

32 PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 16 – Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2022	2021	2020
Dividendi	351	230	150
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	483	1	
Altri proventi (oneri) netti	2.789	(8)	(75)
	3.623	223	75

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €247 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co 'IBN ZAHR' per €77 milioni (rispettivamente €144 milioni e €54 milioni nel 2021 e €113 milioni e €28 milioni nel 2020).

Le plusvalenze da vendite si riferiscono per €448 milioni alle plusvalenze realizzate a seguito della quotazione, attraverso una IPO presso la borsa di Oslo, della partecipata Vår Energi ASA e alle successive vendite effettuate sul mercato.

Gli altri proventi netti si riferiscono per €2.542 milioni alla plusvalenza da valutazione al fair value della business combination tra Eni e BP con la costituzione della joint venture Azule Energy Holdings Ltd e comprende il realizzo di differenze attive di cambio da conversione per €764 milioni.

33 IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	2022	2021	2020
Imposte correnti:			
-imprese italiane	1.920	439	199
-imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	7.027	3.609	1.517
-altre imprese estere	944	157	84
	9.891	4.205	1.800
Imposte differite e anticipate nette:			
-imprese italiane	(2.191)	(45)	672
-imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	713	552	73
-altre imprese estere	(325)	133	105
	(1.803)	640	850
	8.088	4.845	2.650

Le imposte correnti relative alle imprese italiane comprendono imposte estere per €69 milioni e l'effetto applicazione del contributo solidaristico straordinario a carico delle imprese del settore energetico per €1.988 milioni.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (stesso valore nel 2021 e nel 2020) e l'onere fiscale effettivo è il seguente:

(€ milioni)	2022	2021	2020
Utile (perdita) ante imposte	22.049	10.685	(5.978)
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	24,0	24,0
Imposte teoriche	5.292	2.564	(1.435)
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	3.388	2.301	1.980
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	148	180	97
- effetto Irap delle società italiane	(22)	140	107
- effetto contributo straordinario	1.988		
- effetto imposte estere di società italiane	66	108	108
- effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti	(19)	52	(30)
- effetto tassazione dividendi infragruppo	11	54	96
- effetto delle svalutazioni (riprese di valore) delle attività per imposte anticipate	(2.712)	(666)	1.785
- altre motivazioni	(52)	112	(58)
	2.796	2.281	4.085
Imposte effettive	8.088	4.845	2.650

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €2.940 milioni (rispettivamente, €2.040 milioni e €1.777 milioni nel 2021 e 2020).

Nel 2020 il Gruppo ha rilevato oneri d'imposta nonostante una perdita ante imposte di €5.978 milioni. Questo è dovuto agli impatti della crisi economica indotta dal COVID-19 sulla domanda degli idrocarburi e alla conseguente revisione dei prezzi di lungo termine e dei cash flow futuri delle attività dell'Eni. Le minori proiezioni di redditi imponibili futuri hanno avuto due ricadute: la svalutazione delle attività per imposte anticipate iscritte all'attivo di bilancio e il mancato stanziamento del recupero fiscale associato con le perdite gestionali dell'esercizio.

34 UTILE (PERDITA) PER AZIONE

L'utile (perdita) per azione semplice è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

L'utile (perdita) per azione diluito è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 31 dicembre 2022 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le azioni assegnate a fronte del piano ILT azionario 2020-2022.

Ai fini della determinazione dell'utile (perdita) per azione semplice e diluito, l'utile (perdita) netto dell'anno di competenza Eni è rettificato per tener conto della remunerazione delle obbligazioni subordinate perpetue, al netto del relativo effetto fiscale, determinata sulla base del costo ammortizzato.

La determinazione dell'utile (perdita) per azione semplice e diluito è di seguito indicata:

		2022	2021	2020
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) semplice		3.483.633.816	3.565.973.883	3.572.549.651
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		6.319.989	7.598.593	
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) diluito		3.489.953.805	3.573.572.476	3.572.549.651
Utile (perdita) netto di competenza Eni	(€ milioni)	13.887	5.821	(8.635)
Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	(109)	(95)	
Utile (perdita) netto di competenza Eni per utile semplice e diluito	(€ milioni)	13.778	5.726	(8.635)
Utile (perdita) per azione semplice	(ammontari in € per azione)	3,96	1,61	(2,42)
Utile (perdita) per azione diluito	(ammontari in € per azione)	3,95	1,60	(2,42)

35 INFORMAZIONE PER SETTORE DI ATTIVITÀ E PER AREA GEOGRAFICA

INFORMAZIONI PER SETTORE DI ATTIVITÀ

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

La struttura organizzativa è imperniata su due Direzioni Generali:

- La Direzione Generale Natural Resources con il compito di valorizzare il portafoglio upstream Oil & Gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura e compensazione delle emissioni di CO₂. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di stoccaggio della CO₂.
- La Direzione Generale Energy Evolution con il compito di promuovere l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e blue. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di crescita della generazione elettrica rinnovabile e del bio-metano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i business della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della Raffinazione, della Chimica, del Retail Gas & Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica), Eni Rewind (Ambiente) ed Eni Plenitude, nel loro assetto corrente, rientrano nel perimetro della Direzione.

Dal punto di vista delle informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie/industriali da parte del CEO sono svolte ad un livello di maggiore disaggregazione rispetto alle DG, avuto riguardo cioè alle linee di business che confluiscono nelle due DG. Pertanto, nel rispetto delle

disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la segment information dell'Eni al 31 dicembre 2022 è articolata nei seguenti reportable segment:

Exploration & Production: attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale, comprende i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO₂.

Global Gas & LNG Portfolio (GGP): attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas.

Refining & Marketing e Chimica: attività di supply, lavorazione, distribuzione e marketing di carburanti e prodotti chimici. I risultati del business Chimica sono stati aggregati con quelli della Refining & Marketing in un unico reportable segment, poiché questi due segmenti operativi presentano ritorni economici simili. Comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali.

Plenitude & Power: attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili, attività di servizio alla mobilità elettrica. Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO₂ e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.

Corporate e Altre attività: comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del business e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind.

Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plentitude & Power	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2022							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	31.200	48.586	58.930	20.883	1.879		
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.304)	(7.356)	(707)	(1.157)	(1.689)		
Ricavi da terzi	12.896	41.230	58.223	19.726	190		132.265
Risultato operativo	15.908	3.730	460	(825)	(1.901)	138	17.510
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(147)	(393)	(1.110)	(14)	(1.340)	19	(2.985)
Ammortamenti	(6.018)	(217)	(506)	(358)	(139)	33	(7.205)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(613)	(6)	(752)	(125)	(71)		(1.567)
Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	181	18	35	162	31		427
Radiazioni	(596)	(1)	(2)				(599)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.526	4	446	(20)	(115)		1.841
Attività direttamente attribuibili ^(a)	60.473	12.282	14.925	12.024	1.491	(472)	100.723
Attività non direttamente attribuibili ^(b)							51.444
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	7.314	1	3.084	663	1.030		12.092
Passività direttamente attribuibili ^(a)	17.385	12.572	9.011	4.824	4.416	(68)	48.140
Passività non direttamente attribuibili ^(b)							48.797
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.362	23	878	631	166	(4)	8.056
2021							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	21.742	20.843	40.374	11.187	1.698		
a dedurre: ricavi infrasettori	(12.896)	(3.870)	(323)	(670)	(1.510)		
Ricavi da terzi	8.846	16.973	40.051	10.517	188		76.575
Risultato operativo	10.066	899	45	2.355	(816)	(208)	12.341
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(221)	(139)	(137)	(1)	(186)	(23)	(707)
Ammortamenti	(5.976)	(174)	(512)	(286)	(148)	33	(7.063)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(194)	(28)	(1.342)	(132)	(27)		(1.723)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	1.438	2		112	4		1.556
Radiazioni	(384)		(2)	(1)			(387)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	8		(333)		(766)		(1.091)
Attività direttamente attribuibili (a)	61.753	10.022	13.326	8.343	1.439	(591)	94.292
Attività non direttamente attribuibili (b)							43.473
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.639	17	2.366	667	198		5.887
Passività direttamente attribuibili (a)	17.046	10.072	6.796	3.786	3.338	(49)	40.989
Passività non direttamente attribuibili (b)							52.257
Investimenti in attività materiali e immateriali	3.861	19	728	443	187	(4)	5.234
2020							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	13.590	7.051	25.340	7.536	1.559		
a dedurre: ricavi infrasettori	(7.231)	(1.689)	(403)	(401)	(1.365)		
Ricavi da terzi	6.359	5.362	24.937	7.135	194		43.987
Risultato operativo	(610)	(332)	(2.463)	660	(563)	33	(3.275)
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(98)	(64)	(118)	2	(26)	(45)	(349)
Ammortamenti	(6.273)	(125)	(575)	(217)	(146)	32	(7.304)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(2.170)	(2)	(1.605)	(56)	(22)		(3.855)
Riprese di valore di attività materiali e immateriali	282		334	55	1		672
Radiazioni	(322)			(7)			(329)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(980)	(15)	(363)	6	(381)		(1.733)
Attività direttamente attribuibili (a)	59.439	4.020	10.716	4.387	1.444	(402)	79.604
Attività non direttamente attribuibili (b)							30.044
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.680	259	2.605	217	988		6.749
Passività direttamente attribuibili (a)	17.501	3.785	5.460	2.426	3.316	(83)	32.405
Passività non direttamente attribuibili (b)							39.750
Investimenti in attività materiali e immateriali	3.472	11	771	293	107	(10)	4.644

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.

INFORMAZIONI PER AREA GEOGRAFICA

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2022								
Attività direttamente attribuibili (a)	29.233	7.689	6.564	8.892	18.652	28.167	1.526	100.723
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.475	415	205	1.266	1.390	3.163	142	8.056
2021								
Attività direttamente attribuibili (a)	23.718	6.902	6.114	5.718	17.483	33.499	858	94.292
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.333	199	202	659	1.203	1.604	34	5.234
2020								
Attività direttamente attribuibili (a)	17.228	4.159	3.174	4.485	16.360	33.341	857	79.604
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.198	152	119	441	1.267	1.443	24	4.644

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(€ milioni)	2022	2021	2020
Italia	60.091	29.968	14.717
Resto dell'Unione Europea	25.165	14.671	9.508
Resto dell'Europa	21.748	12.470	8.191
Americhe	6.929	4.420	2.426
Asia	9.062	7.891	4.182
Africa	9.191	7.040	4.842
Altre aree	79	115	121
	132.265	76.575	43.987

36 RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società escluse dall'area di consolidamento;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;
- i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione,

all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Denominazione	31.12.2022			2022		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
(€ milioni)						
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	17	71			224	
Coral FLNG SA	10		1.378	12		
Eni North Sea Wind Ltd			1.259			
Gruppo Azule	320	517	3.268	46	1.231	
Gruppo Saipem	3	195	9	9	452	
Karachaganak Petroleum Operating BV	27	251			1.347	
Mellitah Oil & Gas BV	58	144		9	234	
Petrobrel Belayim Petroleum Co	33	595			944	
Société Centrale Electrique du Congo SA	47			74		
Società Oleodotti Meridionali SpA	6	433		16	14	
Vår Energi ASA	58	722	504	84	4.085	(597)
Altre (*)	127	76	9	167	338	
	706	3.004	6.427	417	8.869	(597)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			190			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	139	4	1	15		
Altre	8	10	11	7	15	
	147	14	202	22	15	
	853	3.018	6.629	439	8.884	(597)
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	2	47		3	86	
Gruppo Enel	438	264		97	275	484
Gruppo Italgas	218	8		84		
Gruppo Snam	763	25		1.767	873	
Gruppo Terna	119	159		612	701	(18)
GSE - Gestore Servizi Energetici	207	225		7.786	4.039	3.437
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA	3			179		
Altre (*)	12	35		27	33	
	1.762	763		10.555	6.007	3.903
Altri soggetti correlati		2		1	39	
Groupement Sonatrach – Eni «GSE»	179	114		33	417	
Totale	2.794	3.897	6.629	11.028	15.347	3.306

(*) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

Denominazione (€ milioni)	31.12.2021			2021		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	13	57			189	
Angola LNG Ltd					73	
Angola LNG Supply Services Llc			179			
Coral FLNG SA	17		1.260	43		
Gruppo Saipem	4	134	9	28	174	
Karachaganak Petroleum Operating BV	24	213			989	
Mellitah Oil & Gas BV	65	290		3	263	
Petrobel Belayim Petroleum Co	24	391		2	651	
Société Centrale Electrique du Congo SA	50			66		
Società Oleodotti Meridionali SpA	6	396		18	12	
Vår Energi AS	62	526	495	104	2.224	(409)
Altre (*)	137	53	2	95	234	
	402	2.060	1.945	359	4.809	(409)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			179			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	124	1	1	13		
Altre	10	5	10	8	10	
	134	6	190	21	10	
	536	2.066	2.135	380	4.819	(409)
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	583	461		41	417	373
Gruppo Italgas	1	49		3	560	
Gruppo Snam	160	152		159	1.013	1
Gruppo Terna	51	85		203	309	4
GSE - Gestore Servizi Energetici	311	125		2.216	1.238	766
Altre (*)	10	33		20	60	
	1.116	905		2.642	3.597	1.144
Altri soggetti correlati		2			33	
Groupe ment Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	170	79		30	222	
Totale	1.822	3.052	2.135	3.052	8.671	735

(*) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

Denominazione	31.12.2020			2020		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	Altri proventi (oneri) operativi
(€ milioni)						
Joint venture e imprese collegate						
Agiba Petroleum Co	6	52			201	
Angola LNG Supply Services LLC			165			
Coral FLNG SA	6		1.079	49		
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA		13			52	
Gruppo Saipem	87	254	509	18	350	
Karachaganak Petroleum Operating BV	25	141			816	
Mellitah Oil & Gas BV	54	250		2	156	
Petrobel Belayim Petroleum Co	65	467			556	
Società Oleodotti Meridionali SpA	3	399		20	15	
Société Centrale Electrique du Congo SA	48			57		
Unión Fenosa Gas SA	11	4	57	9		(3)
Vår Energi AS	39	190	456	85	1.126	(118)
Altre (*)	72	24	1	66	167	
	416	1.794	2.267	306	3.439	(121)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Eni BTC Ltd			165			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	112	1	1	11		
Altre	5	23	10	4	9	
	117	24	176	15	9	
	533	1.818	2.443	321	3.448	(121)
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel	104	165		51	551	86
Gruppo Italgas	1	177		3	714	
Gruppo Snam	189	211		45	1.012	
Gruppo Terna	46	62		152	225	8
GSE - Gestore Servizi Energetici	52	37		586	309	40
Altre (*)	8	49		20	63	
	400	701		857	2.874	134
Altri soggetti correlati	1	4		2	53	
Groupement Sonatrach – Agip «GSA» e Organe Conjoint des Opérations «OC SH/FCP»	87	52		19	262	
Totale	1.021	2.575	2.443	1.199	6.637	13

(*) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Eni «GSE» e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trade & Biofuels SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisto di GNL da Angola LNG Ltd;
- il credito per attività di disinvestimento legato all'operazione di Business Combination e l'acquisto di greggi dal gruppo Azule;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro-quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi);
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production;
- la vendita di gas alla Société Centrale Electrique du Congo SA;
- gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto;

- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi ASA, la fornitura di servizi specialistici upstream, l'acquisto di greggio, condensati e gas e la parte realizzata dei contratti a termine di acquisto fisico di gas;
- la garanzia rilasciata a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- le attività volte a garantire l'operatività, l'upgrading e l'efficienza degli impianti verso il gruppo Ansaldo di Cassa Depositi e Prestiti;
- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e gli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal gruppo Italgas e dal gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente nonché, dal gruppo Snam, la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, gli strumenti finanziari derivati, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE – Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al Decreto Legislativo n. 249/2012, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;
- la vendita di jet fuel alla ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA;

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €29 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €5 milioni e €5 milioni.

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Denominazione	31.12.2022			2022		
	Crediti e disponibilità à liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari e strumenti derivati	Oneri Finanziari	Plusvalenze da cessione
(€ milioni)						
Joint venture e imprese collegate						
Coral FLNG SA	356				140	
Coral South FLNG DMCC			1.499	1	1	
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.187	57		48	5	
Gruppo Saipem		100		16	3	
Altre (*)	96	28	1	91	10	
	1.639	185	1.500	156	159	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre	8	31		5	4	
	8	31		5	4	
Imprese controllate dallo Stato						
Enel		176				
Italgas						30
Altre	10	40			1	
	10	216		1	1	30
Totale	1.657	432	1.500	162	164	30

(*) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

Denominazione	31.12.2021			2021	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
(€ milioni)					
Joint venture e imprese collegate					
Cardón IV SA	199	2		37	
Coral FLNG SA	383			4	1
Coral South FLNG DMCC			1.413	2	
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.008	72			
Altre (*)	70	43		35	43
	1.660	117	1.413	78	44
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre	38	34		1	1
	38	34		1	1
Imprese controllate dallo Stato					
Enel		109			
Altre	2	17			1
	2	126			1
Totale	1.700	277	1.413	79	46

(*) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

Denominazione	31.12.2020			2020	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
(€ milioni)					
Joint venture e imprese collegate					
Angola LNG Ltd			228		
Cardón IV SA	383			57	
Coral FLNG SA	288			22	1
Coral South FLNG DMCC			1.304		
Gruppo Saipem	2	167			6
Société Centrale Electrique du Congo SA	83			7	
Altre	15	12	1	27	18
	771	179	1.533	113	25
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre	36	28		1	
	36	28		1	
Imprese controllate dallo Stato					
Altre		11			1
		11			1
Totale	807	218	1.533	114	26

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

-
- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG (maggiori informazioni sono riportati alla nota n. 28 – Garanzie, impegni e rischi);
- il finanziamento concesso alla Mozambique Rovuma Venture per lo sviluppo delle riserve gas nell'offshore del Mozambico.
- le passività per beni in leasing verso il gruppo Saipem riferite a contratti pluriennali per l'utilizzo di mezzi di perforazione e la garanzia rilasciata a beneficio del consorzio bancario che ha concesso una liquidity facility alla Saipem SpA.

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- i debiti finanziari per marginazione su contratti derivati verso il gruppo Enel;
- la plusvalenza da cessione al gruppo Italgas della società Gas Supply Company Thessaloniki – Thessalia SA.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	31.12.2022			31.12.2021		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide e equivalenti	10.155	10	0,10	8.254	2	0,02
Altre attività finanziarie correnti	1.504	16	1,06	4.308	55	1,28
Crediti commerciali e altri crediti	20.840	2.427	11,65	18.850	1.301	6,90
Altre attività correnti	12.823	341	2,66	13.634	492	3,61
Altre attività finanziarie non correnti	1.967	1.631	82,92	1.885	1.645	87,27
Altre attività non correnti	2.271	26	1,14	1.029	29	2,82
Passività finanziarie a breve termine	4.446	307	6,91	2.299	233	10,13
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.097	36	1,16	1.781	21	1,18
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	884	35	3,96	948	17	1,79
Debiti commerciali e altri debiti	25.710	3.203	12,46	21.720	2.298	10,58
Altre passività correnti	12.473	232	1,86	15.756	339	2,15
Passività finanziarie a lungo termine	19.374	26	0,13	23.714	5	0,02
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.067	28	0,69	4.389	1	0,02
Altre passività non correnti	3.270	462	14,13	2.246	415	18,48

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2022			2021			2020		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	132.265	10.872	8,22	76.575	3.000	3,92	43.987	1.164	2,65
Altri ricavi e proventi	1.175	156	13,28	1.196	52	4,35	960	35	3,65
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(102.282)	(15.327)	14,99	(55.549)	(8.644)	15,56	(33.551)	(6.595)	19,66
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	47	(2)	..	(279)	(6)	2,15	(226)	(6)	2,65
Costo lavoro	(3.015)	(18)	0,60	(2.888)	(21)	0,73	(2.863)	(36)	1,26
Altri proventi (oneri) operativi	(1.736)	3.306	..	903	735	81,40	(766)	13	..
Proventi finanziari	8.450	160	1,89	3.723	79	2,12	3.531	114	3,23
Oneri finanziari	(9.333)	(164)	1,76	(4.216)	(46)	1,09	(4.958)	(26)	0,52
Strumenti finanziari derivati	13	2	15,38	(306)			351		
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	3.623	30	0,83	223			75		

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2022	2021	2020
Ricavi e proventi	11.028	3.052	1.199
Costi e oneri	(13.749)	(7.814)	(5.789)
Altri proventi (oneri) operativi	3.306	735	13
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(431)	(342)	(136)
Interessi	69	38	73
Flusso di cassa netto da attività operativa	223	(4.331)	(4.640)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.596)	(851)	(842)
Disinvestimenti in partecipazioni	165		
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	1.480	(20)	(370)
Variazione crediti finanziari	(81)	(105)	(160)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(32)	(976)	(1.372)
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	(88)	(13)	164
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(88)	(13)	164
Variazione disponibilità liquide e equivalenti	8	2	
Totale flussi finanziari verso entità correlate	111	(5.318)	(5.848)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2022			2021			2020		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	17.460	223	1,28	12.861	(4.331)	..	4.822	(4.640)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(7.018)	32	..	(12.022)	(976)	8,12	(4.587)	(1.372)	29,91
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(8.542)	(88)	1,03	(2.039)	(13)	0,64	3.253	164	5,04

37 ALTRE INFORMAZIONI SULLE PARTECIPAZIONI³⁰

Informazioni sulle società controllate consolidate con significative interessenze di terzi

Di seguito sono riportati i dati economici, patrimoniali e finanziari, al lordo delle elisioni infragruppo, relativi al gruppo EniPower posseduto da Eni al 51%. La percentuale di possesso del non controlling interest corrisponde ai diritti di voto assembleare. Nel 2021 il Gruppo Eni non aveva società controllate con significative interessenze di terzi.

(€ milioni)	2022
Non controlling interest (%)	Gruppo EniPower
	49%
Attività correnti	547
Attività non correnti	796
Passività correnti	587
Passività non correnti	34
Ricavi	1.636
Utile netto dell'esercizio	154
Totale utile complessivo dell'esercizio	154
Flusso di cassa netto da attività operativa	228
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(52)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(11)
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(192)
Utile (perdita) netto dell'esercizio di pertinenza delle interessenze di terzi azionisti	46
Dividendi pagati alle interessenze di terzi azionisti	59

³⁰ L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2022 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022" che costituisce parte integrante delle presenti note.

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2022 è di €471 milioni (€82 milioni al 31 dicembre 2021).

Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Nel 2022 è stato ceduto il 49% del capitale della controllata EniPower SpA con un incasso di €542 milioni.

Nel 2021 non si segnalano modifiche significative di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2022

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
Azule Energy Holdings Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	Exploration & Production	50,00	50,00
Cardón IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
Saipem SpA	Milano (Italia)	Italia	Corporate e società finanziarie	31,19	31,20
Vårgrønn AS	Stavanger (Norvegia)	Norvegia	Plenitude	65,00	65,00
Joint operation					
Damietta LNG (DLNG) SAE	Damietta (Egitto)	Egitto	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Refining & Marketing	50,00	50,00
Collegate					
ADNOC Global Trading Ltd	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Refining & Marketing	20,00	20,00
Abu Dhabi Oil Refining Company (Takreer)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Refining & Marketing	20,00	20,00
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	Exploration & Production	25,00	25,00
Novamont SpA	Novara (Italia)	Italia	Chimica	35,00	35,00
Qatar Liquefied Gas Company Limited (9)	Doha Qatar	Qatar	Exploration & Production	25,00	25,00
Vår Energi ASA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	63,08	63,08

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2022					
(€ milioni)	Azule Energy Holdings Ltd	Cardón IV SA	Mozambique Rovuma Venture SpA	Salpem SpA	Vágrønn AS	Altre non rilevanti
Attività correnti	3.869	425	509		21	211
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	966	7	160		17	42
Attività non correnti	21.281	1.812	11.647	4.122	721	1.271
Totale attività	25.150	2.237	12.156	4.122	742	1.482
Passività correnti	2.635	431	1.311		5	448
- di cui passività finanziarie correnti	159	3	984			294
Passività non correnti	12.369	940	9.982	2.054	168	590
- di cui passività finanziarie non correnti	4.403	43	9.949	320	168	29
Totale passività	15.004	1.371	11.293	2.054	173	1.038
Net equity	10.146	866	863	2.068	569	444
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	50,00	50,00	35,71	31,20	65,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	5.073	433	308	645	370	237
Ricavi e altri proventi	2.422	942	161	9.989		365
Costi operativi	(956)	(679)	(111)	(9.500)	(14)	(338)
Altri proventi (oneri) operativi						25
Ammortamenti e svalutazioni	(1.099)	(127)	(173)	(445)		(85)
Risultato operativo	367	136	(123)	44	(14)	(33)
Proventi (oneri) finanziari	(142)		(136)	(195)	(3)	(28)
Proventi (oneri) su partecipazioni	718			(65)		(4)
Risultato ante imposte	943	136	(259)	(216)	(17)	(65)
Imposte sul reddito	(33)	(122)	57	(153)		5
Utile relativo a discontinued operation				106		
Risultato netto	910	14	(202)	(263)	(17)	(60)
Altre componenti dell'utile complessivo	(516)	30	72	(35)	35	12
Totale utile (perdita) complessivo	394	44	(130)	(298)	18	(48)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	455	7	(72)	(82)	(11)	90
Dividendi percepiti dalla joint venture	475					8

2021

	Cardón IV SA	Doggerbank Offshore Wind Farm Project 1 Holdco Ltd	Doggerbank Offshore Wind Farm Project 2 Holdco Ltd	Mozambique Rovuma Venture SpA	Saipem SpA	Vår Energi AS	Altre non rilevanti
(€ milioni)							
Attività correnti	285	22	12	202	6.819	1.382	632
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	3	20	9	82	1.632	198	88
Attività non correnti	1.947	1.935	1.306	3.810	4.723	16.589	714
Totale attività	2.232	1.957	1.318	4.012	11.542	17.971	1.346
Passività correnti	373	95	59	162	6.844	2.148	853
- di cui passività finanziarie correnti	4			4	1.256	390	296
Passività non correnti	1.301	1.548	1.085	2.856	4.347	14.900	193
- di cui passività finanziarie non correnti	430	1.414	908	2.823	2.679	4.160	22
Totale passività	1.674	1.643	1.144	3.018	11.191	17.048	1.046
Net equity	558	314	174	994	351	923	300
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	50,00	20,00	20,00	35,71	31,20	69,85	
Valore di iscrizione della partecipazione	279	246	238	355	137	645	157
Ricavi e altri proventi	686				6.880	5.191	341
Costi operativi	(546)				(8.532)	(1.207)	(315)
Altri proventi (oneri) operativi					2	(51)	4
Ammortamenti e svalutazioni	(98)				(616)	(1.825)	(39)
Risultato operativo	42				(2.266)	2.108	(9)
Proventi (oneri) finanziari	(67)	(1)	(1)		(140)	(350)	(22)
Proventi (oneri) su partecipazioni					9		
Risultato ante imposte	(25)	(1)	(1)		(2.397)	1.758	(31)
Imposte sul reddito	(131)				(70)	(1.729)	(3)
Risultato netto	(156)	(1)	(1)		(2.467)	29	(34)
Altre componenti dell'utile complessivo	39	31	(9)		(117)	61	5
Totale utile (perdita) complessivo	(117)	30	(10)		(2.584)	90	(29)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(78)				(752)	20	(97)
Dividendi percepiti dalla joint venture						561	25

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

	2022						
(€ milioni)	Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Vår Energi ASA	Coral FLNG SA	Qatar Liquefied Gas Company Ltd (9)	Novamont SpA	ADNOC Global Trading Ltd	Altre non rilevanti
Attività correnti	3.730	1.612	578		176	4.067	585
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	150	417	25		5	84	195
Attività non correnti	17.896	15.821	7.386	1.342	855	85	6.548
Totale attività	21.626	17.433	7.964	1.342	1.031	4.152	7.133
Passività correnti	2.681	3.044	695	135	206	3.331	548
- di cui passività finanziarie correnti		561	1		89	75	247
Passività non correnti	6.458	13.179	5.949		97	30	4.093
- di cui passività finanziarie non correnti	5.366	2.404	5.926		86	27	3.943
Totale passività	9.139	16.223	6.644	135	303	3.361	4.641
Net equity	12.487	1.210	1.320	1.207	728	791	2.492
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	63,08	25,00	25,00	35,00	20,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	2.497	763	330	302	255	158	666
Ricavi e altri proventi	36.240	9.520	59		428	36.485	937
Costi operativi	(32.916)	(1.280)	(49)		(404)	(35.622)	(728)
Altri proventi (oneri) operativi	(702)				(8)		(2)
Ammortamenti e svalutazioni	(741)	(1.881)	(4)		(173)	(18)	(56)
Risultato operativo	1.881	6.359	6		(157)	845	151
Proventi (oneri) finanziari	(83)	(495)	553		(3)	4	(15)
Proventi (oneri) su partecipazioni					(3)		6
Risultato ante imposte	1.798	5.864	559		(163)	849	142
Imposte sul reddito		(4.768)	1		11		(37)
Risultato netto	1.798	1.096	560		(152)	849	105
Altre componenti dell'utile complessivo	646	(144)	29	(16)	(107)	5	37
Totale utile (perdita) complessivo	2.444	952	589	(16)	(259)	854	142
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	360	691	140		(53)	170	294
Dividendi percepiti dalla collegata	142	469				54	43

	2021			
	Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Angola LNG Ltd	Coral FLNG SA	Altre non rilevanti
(€ milioni)				
Attività correnti	3.070	1.234	88	2.855
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	153	808	8	419
Attività non correnti	16.936	9.736	6.320	4.842
Totale attività	20.006	10.970	6.408	7.697
Passività correnti	3.042	1.061	391	2.577
- di cui passività finanziarie correnti		122	1	139
Passività non correnti	6.208	1.935	5.392	3.857
- di cui passività finanziarie non correnti	5.164	696	5.384	3.632
Totale passività	9.250	2.996	5.783	6.434
Net equity	10.756	7.974	625	1.263
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	13,60	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	2.151	1.084	156	393
Ricavi e altri proventi	21.758	2.739		20.098
Costi operativi	(20.429)	(2.316)		(19.785)
Altri proventi (oneri) operativi				(117)
Ammortamenti e svalutazioni	(3.054)	307		(40)
Risultato operativo	(1.725)	730		156
Proventi (oneri) finanziari	(85)	(61)		(5)
Proventi (oneri) su partecipazioni				52
Risultato ante imposte	(1.810)	669		203
Imposte sul reddito				(16)
Risultato netto	(1.810)	669		187
Altre componenti dell'utile complessivo	892	623	46	74
Totale utile (perdita) complessivo	(918)	1.292	46	261
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(362)	90		52
Dividendi percepiti dalla collegata				16

38 EROGAZIONI PUBBLICHE - INFORMATIVA EX ART. 1, COMMI 125-129, LEGGE N. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125-bis e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni consolidate in merito: (i) alle erogazioni ricevute da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente e provenienti da entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; (ii) alle erogazioni concesse da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati³¹. Al riguardo si segnala che quando Eni svolge il ruolo di operatore³² di joint venture non incorporate³³, costituite per la gestione di progetti petroliferi, ciascuna erogazione effettuata direttamente da Eni è riportata nel suo ammontare pieno, indipendentemente dalla circostanza che Eni sia rimborsata proporzionalmente dai partner non operatori attraverso il meccanismo dell'addebito dei costi (cash-call).

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa³⁴.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2022, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

³¹ Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.

³² Nei progetti petroliferi, l'operatore è il soggetto che in forza degli accordi contrattuali gestisce le attività estrattive e in tale ruolo esegue i pagamenti dovuti.

³³ Per joint venture non incorporate si intende un raggruppamento di imprese che opera congiuntamente all'interno del progetto in virtù di un contratto.

³⁴ Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)	4.750.000
Eni Foundation	4.670.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.202.992
Ajuda de Desenvolvimento de Povo para Povo (ADPP)	865.695
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Caritas Italiana	498.000
Associazione della Croce Rossa Italiana	421.577
Ministero della Salute dell'Angola (MINSA)	394.435
Protezione Civile Italiana	310.091
WEF - World Economic Forum	303.567
Fabbrica di San Pietro	180.600
Ara Pacis Initiative For Peace ONLUS	180.000
Banco dell'energia Ente Filantropico	100.000
Atlantic Council	95.717
World Business Council for Sustainable Development	85.825
Lebanese Armed Forces (LAF)	74.253
Council on Foreign Relations	66.216
Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)	52.715
Associazione Pionieri e Veterani Eni	52.000
Bruegel	50.000
Cotec - Fondazione per l'Innovazione Tecnologica	50.000
IFRI - Institut Français des Relations Internationales	50.000
Parrocchia di Santa Barbara - San Donato Milanese	50.000
La Semente - Società Agricola Cooperativa Sociale	45.000
Carnegie Endowment for International Peace (CEIP)	43.720
Aspen Institute Italia	35.000
E4Impact Foundation	35.000
Italiadecide	35.000
Center for Strategic and International Studies	31.759
Ospedale "Santo Spirito" e ASL di Pescara	30.000
Global Reporting Initiative	27.500
Fondazione Centro Studi Investimenti Sociali - CENSIS	25.000
AMICAL	21.091
Associazione CILLA Liguria	21.000
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
GCNI - Fondazione Global Compact Network Italia	17.000
Comitato Nazionale del Welfare della Gente di Mare	15.000
Voluntary Principles Association (VPA)	12.798
Harvard University	11.415
Fondazione il Talento all'opera Onlus	10.000
FONDAZIONE SERICS	10.000
Parks - Liberi e Uguali	10.000
Associazione di Volontariato e di promozione Sociale Pro Loco Sannazzaro	10.000

39 EVENTI ED OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

Nel 2022, 2021 e 2020 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

40 POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Nel 2022, 2021 e 2020 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

41 FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI SULL'ATTIVITÀ OIL & GAS PREVISTE DALLA SEC (NON SOTTOPOSTE A REVISIONE CONTABILE)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli “International Financial Reporting Standards” (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	18.687	6.629	17.490	22.969	29.784	13.705	12.846	19.192	1.480	142.782
Attività relative a riserve probabili e possibili	22	330	613	44	2.411	7	1.462	931	204	6.024
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	309	24	1.645	270	1.128	132	13	24	12	3.557
Immobilizzazioni in corso	767	237	1.282	543	1.970	936	1.457	379	115	7.686
Costi capitalizzati lordi	19.785	7.220	21.030	23.826	35.293	14.780	15.778	20.526	1.811	160.049
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.677)	(6.214)	(15.949)	(16.212)	(25.024)	(4.147)	(10.133)	(15.341)	(1.001)	(109.698)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^(a)	4.108	1.006	5.081	7.614	10.269	10.633	5.645	5.185	810	50.351
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		7.387	118		27.959		287	2.100		37.851
Attività relative a riserve probabili e possibili		996			91					1.087
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		31	8		262			8		309
Immobilizzazioni in corso		3.872	9		1.530		48	241		5.700
Costi capitalizzati lordi		12.286	135		29.842		335	2.349		44.947
Fondi ammortamento e svalutazione		(3.492)	(68)		(20.280)			(1.466)		(25.306)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^{(a) (b)}		8.794	67		9.562		335	883		19.641
2021										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	18.644	6.953	16.218	21.125	43.947	12.606	12.947	16.407	1.413	150.260
Attività relative a riserve probabili e possibili	20	322	492	34	2.306	11	1.518	878	193	5.774
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	308	22	1.552	248	1.342	121	38	21	12	3.664
Immobilizzazioni in corso	735	133	1.293	237	1.562	958	1.073	719	53	6.763
Costi capitalizzati lordi	19.707	7.430	19.555	21.644	49.157	13.696	15.576	18.025	1.671	166.461
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.506)	(6.194)	(14.244)	(14.209)	(36.317)	(3.514)	(10.443)	(13.874)	(902)	(115.203)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^(a)	4.201	1.236	5.311	7.435	12.840	10.182	5.133	4.151	769	51.258
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		11.483	128		1.517			1.987		15.115
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.235					12			2.247
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		36	8		3			7		54
Immobilizzazioni in corso		3.179	9		1.323			227		4.738
Costi capitalizzati lordi		16.933	145		2.843		12	2.221		22.154
Fondi ammortamento e svalutazione		(7.387)	(63)		(313)			(1.324)		(9.087)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^(a)		9.546	82		2.530		12	897		13.067

^(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €725 milioni nel 2022 e €767 milioni nel 2021 per le società consolidate e per €565 milioni nel 2022 e €360 milioni nel 2021 per le società in joint venture e collegate.

^(b) Include l'allocazione del fair value degli asset della società Azule Energy Holdings Ltd

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(€ milioni)										
2022										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe	4		51					82		137
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	2		111		11					124
Costi di ricerca	12	101	68	179	295	4	253	26	1	939
Costi di sviluppo ^(a)	216	(129)	343	795	1.458	277	835	1.292	117	5.204
Totale costi sostenuti società consolidate	234	(28)	573	974	1.764	281	1.088	1.400	118	6.404
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe							291			291
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		73			13					86
Costi di sviluppo ^(b)		1.690	(8)		125		49	(9)		1.847
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1.763	(8)		138		340	(9)		2.224
2021										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe								8		8
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			6					3		9
Costi di ricerca	16	96	33	57	136	3	188	83	1	613
Costi di sviluppo ^(a)	182		497	452	842	185	785	657	27	3.627
Totale costi sostenuti società consolidate	198	96	536	509	978	188	973	751	28	4.257
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		92								92
Costi di sviluppo ^(b)		936	59		4			2		1.001
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1.028	59		4			2		1.093
2020										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			55	2						57
Costi di ricerca	19	20	69	67	61	7	176	63	1	483
Costi di sviluppo ^(a)	472	235	278	422	620	196	1.024	437	10	3.694
Totale costi sostenuti società consolidate	491	255	402	491	681	203	1.200	500	11	4.234
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		47								47
Costi di sviluppo ^(b)		1.481	3		6			14		1.504
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1.528	3		6			14		1.551

^(a) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €307 milioni nel 2022, costi per €62 milioni nel 2021 e costi per €516 milioni nel 2020.

^(b) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €111 milioni nel 2022, decrementi per €464 milioni nel 2021 e costi per €424 milioni nel 2020.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(€ milioni)										
2022										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.952	1.854	2.095		4.434	1.602	2.982	1.683	3	16.605
- vendite a terzi	329	23	3.946	4.897	1.216	1.001	837	307	72	12.628
Totale ricavi	2.281	1.877	6.041	4.897	5.650	2.603	3.819	1.990	75	29.233
Costi di produzione	(387)	(189)	(486)	(484)	(871)	(241)	(326)	(410)	(21)	(3.415)
Costi di trasporto	(3)	(42)	(50)	(5)	(29)	(147)	(3)	(16)		(295)
Imposte sulla produzione	(286)		(330)		(478)		(421)	(63)		(1.578)
Costi di ricerca	(11)	(25)	(162)	(106)	(150)	(6)	(123)	(21)	(1)	(605)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(449)	(158)	(839)	(1.156)	(1.488)	(434)	(727)	(707)	(90)	(6.048)
Altri (oneri) proventi	(1.987)	(98)	1.955	(378)	(196)	(127)	(292)	2	(4)	(1.125)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(842)	1.365	6.129	2.768	2.438	1.648	1.927	775	(41)	16.167
Imposte sul risultato	337	(665)	(2.740)	(1.192)	(979)	(524)	(1.457)	(41)	47	(7.214)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(505)	700	3.389	1.576	1.459	1.124	470	734	6	8.953
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		2.937			572					3.509
- vendite a terzi		3.039	14		1.327			533		4.913
Totale ricavi		5.976	14		1.899			533		8.422
Costi di produzione		(567)	(6)		(244)			(24)		(841)
Costi di trasporto		(131)	(1)		(9)					(141)
Imposte sulla produzione			(2)		(15)			(123)		(140)
Costi di ricerca		(44)			(7)		(13)			(64)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.121)	(6)		(628)		(1)	(63)		(1.819)
Altri (oneri) proventi		(64)			(271)		1	(234)		(568)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		4.049	(1)		725		(13)	89		4.849
Imposte sul risultato		(3.076)	3		(21)			(105)		(3.199)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		973	2		704		(13)	(16)		1.650

^(a) Include svalutazioni nette per €279 milioni.

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(€ milioni)										
2021										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.680	790	1.133		3.782	1.391	2.020	734	4	11.534
- vendite a terzi		36	2.602	3.637	930	704	380	351	108	8.748
Totale ricavi	1.680	826	3.735	3.637	4.712	2.095	2.400	1.085	112	20.282
Costi di produzione	(326)	(147)	(581)	(399)	(816)	(211)	(251)	(288)	(17)	(3.036)
Costi di trasporto	(4)	(35)	(45)	(10)	(20)	(150)	(5)	(11)		(280)
Imposte sulla produzione	(128)		(192)		(379)		(230)	(28)		(957)
Costi di ricerca	(16)	(72)	(27)	(47)	(238)	(1)	(135)	(21)	(1)	(558)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(31)	(196)	(357)	(990)	(1.468)	(431)	(665)	(243)	(69)	(4.450)
Altri (oneri) proventi	(395)	11	557	(310)	(330)	(120)	(173)	(132)	(2)	(894)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	780	387	3.090	1.881	1.461	1.182	941	362	23	10.107
Imposte sul risultato	(198)	(156)	(1.450)	(848)	(708)	(394)	(739)	(17)	(15)	(4.525)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	582	231	1.640	1.033	753	788	202	345	8	5.582
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.831								1.831
- vendite a terzi		1.756	12		365			367		2.500
Totale ricavi		3.587	12		365			367		4.331
Costi di produzione		(388)	(6)		(25)			(15)		(434)
Costi di trasporto		(140)	(1)		(12)					(153)
Imposte sulla produzione			(2)		(112)			(88)		(202)
Costi di ricerca		(35)								(35)
Ammortamenti e svalutazioni		(879)	(3)		42			(154)		(994)
Altri (oneri) proventi		(287)			(158)		(1)	(197)		(643)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		1.858			100		(1)	(87)		1.870
Imposte sul risultato		(1.237)						(66)		(1.303)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		621			100		(1)	(153)		567

^(a) Include rivalutazioni nette per €1.263 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	799	334	616		2.315	788	1.333	434	1	6.620
- vendite a terzi		53	1.610	2.478	784	547	179	204	109	5.964
Totale ricavi	799	387	2.226	2.478	3.099	1.335	1.512	638	110	12.584
Costi di produzione	(332)	(139)	(371)	(367)	(782)	(246)	(236)	(272)	(17)	(2.762)
Costi di trasporto	(4)	(30)	(39)	(11)	(21)	(164)	(4)	(12)		(285)
Imposte sulla produzione	(111)		(135)		(295)		(133)	(13)		(687)
Costi di ricerca	(19)	(14)	(124)	(56)	(77)	(3)	(104)	(112)	(1)	(510)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(1.149)	(252)	(1.158)	(848)	(2.187)	(454)	(1.070)	(678)	(65)	(7.861)
Altri (oneri) proventi	(255)	(45)	(360)	(204)	25	(153)	(90)	(71)	6	(1.147)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(1.071)	(93)	39	992	(238)	315	(125)	(520)	33	(668)
Imposte sul risultato	219	69	(671)	(519)	(33)	(134)	(193)	86	(11)	(1.187)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(852)	(24)	(632)	473	(271)	181	(318)	(434)	22	(1.855)
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		862								862
- vendite a terzi		782	10		131			307		1.230
Totale ricavi		1.644	10		131			307		2.092
Costi di produzione		(350)	(7)		(23)			(18)		(398)
Costi di trasporto		(161)	(1)		(11)					(173)
Imposte sulla produzione			(2)		(3)			(76)		(81)
Costi di ricerca		(35)								(35)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.163)	(1)		(69)			(50)		(1.283)
Altri (oneri) proventi		(90)	(1)		(35)		(2)	(146)		(274)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(155)	(2)		(10)		(2)	17		(152)
Imposte sul risultato		469	1					(29)		441
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		314	(1)		(10)		(2)	(12)		289

^(a) Include svalutazioni nette per €1.865 milioni.

Riserve certe di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2022 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 101 \$/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo. Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione. Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione¹ 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 indipendenti². Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono, inoltre, forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2022 da Ryder Scott Company e Sproule hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare, nel 2022 sono state oggetto di valutazione indipendenti riserve certe per circa il 27%³ delle riserve Eni al 31 dicembre 2022⁴.

Nel triennio 2020-2022 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 90% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2022 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Nené e Litchendjili in Congo.

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 54%, 58% e il 57% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni

¹ Negli ultimi tre anni ci si è avvalsi del servizio di certificazione indipendente di DeGolyer and Mac Naughton, Ryder Scott, Société Générale de Surveillance e Sproule.

² I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2022".

³ La percentuale sale al 40% considerando le riserve di Angola e Norvegia certificate nel 2022 da Gaffney Cline e DeGolyer and MacNaughton per conto delle società Azule e Vår Energi.

⁴ Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

2022, 2021 e 2020. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 2%, il 3% e il 4% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2022, 2021 e 2020.

Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano il 3%, il 4% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2022, 2021 e 2020; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo pari a 67.554 milioni di metri cubi nel 2022 (63.277 milioni e 63.338 milioni rispettivamente nel 2021 e 2020); (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Riserve certe non sviluppate

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

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

Nel 2022 le riserve certe non sviluppate sono aumentate di 403 milioni di boe (le riserve certe non sviluppate delle società consolidate sono aumentate di 76 milioni di boe, mentre quelle delle joint ventures e collegate sono aumentate di 327 milioni di boe).

Le principali variazioni sono riferite a:

- progressione nella conversione a riserve certe sviluppate (-317 milioni di boe) legate principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi a Coral in Mozambico (-172 milioni di boe), a Snorre di Vår Energi in Norvegia (-22 milioni di boe), a Kashagan in Kazakhstan (-19 milioni di boe) nonché al progetto Amoca in Messico (-15 milioni di boe);
- nuove scoperte ed estensioni pari 152 milioni di boe per: (i) un incremento di 121 milioni di barili di liquidi, relativo principalmente alla decisione d'investimento per i progetti Baleine in Costa d'Avorio (59 milioni di barili), e nella società Azule in Angola (54 milioni di barili); (ii) e da un incremento di 5 miliardi di metri cubi di gas, relativo principalmente a Baleine in Costa d'Avorio;
- revisioni di precedenti stime (227 milioni di boe), di cui 37 milioni di barili di olio e 27 miliardi di metri cubi di gas. Le revisioni positive sono principalmente riferite all'avanzamento dell'attività di sviluppo presso Zohr in Egitto (131 milioni di boe), Nené in Congo (85 milioni di Boe) e nella

Struttura E in Libia (+51 milioni di boe). Le revisioni negative sono riferite principalmente ad una riduzione delle attività in Nigeria (-126 milioni di boe) ed all'Iraq (-24 milioni di boe). Azule e Vår Energi contribuiscono rispettivamente per +51 milioni di boe e +13 milioni di boe;

iv) miglioramenti da recupero assistito (4 milioni di boe) riferiti ad Azule in Angola.

Riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di barili)										
2022										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2021	197	34	393	210	589	710	476	237	1	2.847
di cui: sviluppate	146	34	225	164	435	641	262	164	1	2.072
non sviluppate	51		168	46	154	69	214	73		775
Acquisizioni	1		17					2		20
Revisioni di precedenti stime	3	6	(8)	(16)	(62)	(34)	(15)	13		(113)
Miglioramenti di recupero assistito			2					4		6
Estensioni e nuove scoperte		3	5	1	61					70
Produzione	(13)	(7)	(45)	(28)	(51)	(32)	(28)	(22)		(226)
Cessioni					(170)					(170)
Riserve al 31 dicembre 2022	188	36	364	167	367	644	433	234	1	2.434
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020		378	9		21			6		414
di cui: sviluppate		175	9		9			6		199
non sviluppate		203			12					215
Acquisizioni					132		100			232
Revisioni di precedenti stime		37			37			22		96
Miglioramenti di recupero assistito					4					4
Estensioni e nuove scoperte		4			54					58
Produzione		(32)	(1)		(13)			(1)		(47)
Cessioni		(37)								(37)
Riserve al 31 dicembre 2022		350	8		235		100	27		720
Riserve al 31 dicembre 2022	188	386	372	167	602	644	533	261	1	3.154
Sviluppate	139	205	209	135	347	585	231	198	1	2.050
consolidate	139	32	201	135	212	585	231	171	1	1.707
joint venture e collegate		173	8		135			27		343
Non sviluppate	49	181	163	32	255	59	302	63		1.104
consolidate	49	4	163	32	155	59	202	63		727
joint venture e collegate		177			100		100			377

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di barili)										
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020	178	34	383	227	624	805	579	224	1	3.055
di cui: sviluppate	146	31	243	172	469	716	297	143	1	2.218
non sviluppate	32	3	140	55	155	89	282	81		837
Acquisizioni								1		1
Revisioni di precedenti stime	32	8	49	11	21	(58)	(74)	21		10
Miglioramenti di recupero assistito					2			10		12
Estensioni e nuove scoperte		(1)	6	2	16					23
Produzione	(13)	(7)	(45)	(30)	(72)	(37)	(29)	(19)		(252)
Cessioni					(2)					(2)
Riserve al 31 dicembre 2021	197	34	393	210	589	710	476	237	1	2.847
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020		400	12		18			30		460
di cui: sviluppate		176	12		15			30		233
non sviluppate		224			3					227
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		17	(2)		4			(23)		(4)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		2								2
Produzione		(41)	(1)		(1)			(1)		(44)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2021		378	9		21			6		414
Riserve al 31 dicembre 2021	197	412	402	210	610	710	476	243	1	3.261
Sviluppate	146	209	234	164	444	641	262	170	1	2.271
consolidate	146	34	225	164	435	641	262	164	1	2.072
joint venture e collegate		175	9		9			6		199
Non sviluppate	51	203	168	46	166	69	214	73		990
consolidate	51		168	46	154	69	214	73		775
joint venture e collegate		203			12					215

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di barili)										
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019	194	41	468	264	694	746	491	225	1	3.124
di cui: sviluppate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
non sviluppate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	1	1	(44)	(14)	10	100	114	16		184
Miglioramenti di recupero assistito							5			5
Estensioni e nuove scoperte							1	4		5
Produzione	(17)	(8)	(41)	(23)	(80)	(41)	(32)	(21)		(263)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	178	34	383	227	624	805	579	224	1	3.055
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019		424	12		10			31		477
di cui: sviluppate		219	12		7			31		269
non sviluppate		205			3					208
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(11)			9					(2)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		30								30
Produzione		(43)			(1)			(1)		(45)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020		400	12		18			30		460
Riserve al 31 dicembre 2020	178	434	395	227	642	805	579	254	1	3.515
Sviluppate	146	207	255	172	484	716	297	173	1	2.451
consolidate	146	31	243	172	469	716	297	143	1	2.218
joint venture e collegate		176	12		15			30		233
Non sviluppate	32	227	140	55	158	89	282	81		1.064
consolidate	32	3	140	55	155	89	282	81		837
joint venture e collegate		224			3					227

Le principali variazioni delle riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2020 al 2022 sono discusse di seguito.

Società consolidate

Acquisizioni

Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

Nel 2021 si registrano due acquisizioni (per complessivi 1 milioni di b) nei campi Lucius negli Stati Uniti e Conwy nel Regno Unito.

Nel 2022 sono state effettuate operazioni per 20 milioni di barili, principalmente per l'acquisizione della quota BHP in Algeria e delle quote in alcuni campi nel Golfo del Messico negli Stati Uniti.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono pari a 184 milioni di barili. Le revisioni positive di 100 milioni di barili in Kazakhstan sono riferite principalmente a maggiori entitlements e all'avanzamento delle attività di sviluppo. Nel resto dell'Asia le revisioni positive di 114 milioni sono dovute a maggiori entitlements in Iraq (74 milioni di barili) e all'avanzamento di progetti quali la concessione Umm Shaif/Nasr negli Emirati Arabi Uniti (37 milioni di barili). Le revisioni positive di 10 milioni di barili in Africa Sub-Sahariana sono dovute a maggiori entitlements in Nigeria (14 milioni di barili), Angola (8 milioni di barili) e Ghana (3 milioni di barili), compensate da revisioni negative dei giacimenti Loango e Zatchi in Congo (-18 milioni di barili). In America le revisioni positive di 16 milioni di barili sono dovute a maggiori entitlements in Messico (25 milioni di barili), parzialmente compensati dalla rimozione di riserve non economiche negli USA (-9 milioni di barili). In Egitto le revisioni negative di 14 milioni sono dovute principalmente al progetto Abu Rudeis. In Africa

Settentrionale 44 milioni di revisioni negative sono dovute all'effetto prezzo e al taglio degli investimenti principalmente in Libia (-30 milioni di barili) e in Algeria (-17 milioni di barili).

Nel 2021 le revisioni di precedenti stime sono pari a 10 milioni di barili dettagliate come di seguito. In Italia si registrano revisioni positive per 32 milioni di barili dovute principalmente al progetto Val d'Agri. Nel Resto dell'Europa 8 milioni di barili di revisioni positive principalmente nel Regno Unito. Nel Resto dell'Africa Settentrionale le revisioni ammontano a 49 milioni di barili, composte da revisioni positive (+62 milioni di barili) di cui +42 in Libia (principalmente nell'Area D) e +18 milioni di barili in Algeria (BRN +5 milioni di barili e altri campi minori) e revisioni negative (-13 milioni di barili) principalmente in Algeria (BRW -4 milioni di barili) e in altri campi minori. In Egitto si registrano revisioni per 11 milioni di barili, composte da revisioni positive (21 milioni di barili) principalmente in Meleiha e da revisioni negative (-10 milioni di barili) principalmente in Belayim. In Africa Sub-Sahariana, le revisioni sono pari a +21 milioni di barili, composte da revisioni positive (+74 milioni di barili) principalmente in Nigeria (+42 milioni di barili) e Angola (+22 milioni di barili) e da revisioni negative (-53 milioni di barili) di cui -23 milioni di barili in Congo e -13 milioni di barili in Nigeria. In Kazakhstan le revisioni sono negative per 58 milioni di barili, principalmente legate al campo di Karachaganak. Nel Resto dell'Asia le revisioni (-74 milioni di barili) sono dovute a revisioni positive (+21 milioni di barili) negli Emirati Arabi ed a revisioni negative (-95 milioni di barili) principalmente in Iraq. In America si registrano revisioni complessive per 21 milioni di barili, composte da revisioni positive (+38 milioni di barili) negli Stati Uniti e revisioni negative (-17 milioni di barili) in Messico.

Nel 2022 le revisioni di precedenti stime sono pari a -113 milioni di barili. Le principali revisioni positive riguardano gli Emirati Arabi Uniti (+23 milioni di barili) in particolare sul campo di Umm Shaif (19 milioni di barili), gli Stati Uniti (+16 milioni di barili) principalmente sui campi di Triton e Allegheny e la Libia (15 milioni di barili) su Wafa e la Struttura E. Le principali variazioni negative si registrano in Nigeria (-70 milioni di barili), in Iraq (-39 milioni di barili) e in Kazakhstan (-34 milioni di barili) per effetto prezzo ed in Algeria (-23 milioni di barili).

Miglioramenti da recupero assistito

Nel 2020 i miglioramenti da recupero assistito di 5 milioni di barili sono riferiti al progetto Burun in Turkmenistan.

Nel 2021 si totalizzano 12 milioni di barili da miglioramenti da recupero assistito principalmente sul campo di Oooguruk negli Stati Uniti.

Nel 2022 si registrano 6 milioni di barili dovuti miglioramenti da recupero assistito principalmente sul campo Mizton in Messico e BRW in Algeria.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2020 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 5 milioni di barili nei campi Pegasus e Front Runner negli Stati Uniti e Mahani negli Emirati Arabi Uniti.

Nel 2021 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 23 milioni di barili, legate principalmente a Cuica e Ndungu nel Blocco 15/06 e al progetto New Gas Consortium in Angola e ai progetti BKNEP, Zas e Ret in Algeria.

Nel 2022 si totalizzano 70 milioni di barili di nuove scoperte ed estensioni dovute principalmente dalla decisione finale d'investimento sul campo Baleine in Costa d'Avorio per 59 milioni di barili, sul progetto NAHE in Algeria e Talbot nel Regno Unito.

Cessioni

Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

Nel 2021 si registra la cessione dell'OML 17 in Nigeria per 2 milioni di barili.

Nel 2022 si registrano 170 milioni di barili di cessioni dovute principalmente alla business combination che ha comportato una riclassificazione delle riserve da società consolidata a società in joint venture e collegate e la cessione dell'OML 11 in Nigeria.

Società in joint venture e collegate

Acquisizioni

Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate acquisizioni.

Nel 2022 le acquisizioni ammontano a 232 milioni di barili dovute alla business combination, che ha comportato una riclassificazione delle riserve da società consolidata a società in joint venture e collegate (132 milioni di barili) ed all'entrata di Eni nel progetto NFE in Qatar (100 milioni di barili).

Revisioni di precedenti stime

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 2 milioni di barili. Le revisioni negative nel Resto d'Europa (11 milioni di barili) nei campi di Ringhorne East ed Ekofisk in Norvegia per effetto prezzo sono state compensate dalla revisione positiva in Africa Sub-Sahariana (9 milioni di barili) relativa essenzialmente al progetto Angola LNG per migliori performance.

Nel 2021 le revisioni sono state negative per 4 milioni di barili, localizzate principalmente nel Resto dell'Europa (+17 milioni di barili in Norvegia) e nelle Americhe (-23 milioni di barili in Venezuela). Revisioni minori in Angola, Tunisia e Mozambico.

Nel 2022 le revisioni sono state positive per 96 milioni di barili, localizzate principalmente nella società Azule in Angola (+38 milioni di barili), Vår Energi in Norvegia (+37 milioni di barili) e in Venezuela (+21 milioni di barili).

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2020 le estensioni e nuove scoperte di 30 milioni di barili sono riferite alla decisione di investimento del progetto Bredaiblikk in Norvegia.

Nel 2021 le estensioni e nuove scoperte ammontano a 2 milioni di barili e sono localizzate in Norvegia.

Nel 2022 le estensioni e nuove scoperte di 58 milioni di barili sono riferite ad Azule in Angola e Vår Energi in Norvegia.

Cessioni

Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate cessioni.

Nel 2022 le cessioni di 37 milioni di barili si riferiscono all'IPO di Vår Energi in Norvegia.

Riserve certe di gas naturale

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di metri cubi)										
2022										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	7.005	64.357	117.547	83.628	48.296	43.101	7.753	12.103	409.784
di cui: sviluppate	20.635	6.849	22.119	103.519	49.801	48.287	27.501	5.936	7.525	292.172
non sviluppate	5.359	156	42.238	14.028	33.827	9	15.600	1.817	4.578	117.612
Acquisizioni	2		175					63		240
Revisioni di precedenti stime	1.110	412	7.920	5.470	(8.081)	(2.064)	(1.512)	476	(32)	3.699
Miglioramenti di recupero assistito			40							40
Estensioni e nuove scoperte		203	1.046	1.484	4.346					7.079
Produzione ^(a)	(2.501)	(1.291)	(7.737)	(14.606)	(4.971)	(2.052)	(5.242)	(835)	(541)	(39.776)
Cessioni					(8.628)		(79)			(8.707)
Riserve al 31 dicembre 2022	24.605	6.329	65.801	109.895	66.294	44.180	36.268	7.457	11.530	372.359
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2021		18.533	271		36.374			41.348		96.526
di cui: sviluppate		12.959	271		4.678			41.348		59.256
non sviluppate		5.574			31.696					37.270
Acquisizioni					5.480		42.179			47.659
Revisioni di precedenti stime		4.022	5		3.349			(274)		7.102
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		545								545
Produzione ^(b)		(2.988)	(30)		(1.000)			(2.679)		(6.697)
Cessioni		(1.798)								(1.798)
Riserve al 31 dicembre 2022		18.314	246		44.203		42.179	38.395		143.337
Riserve al 31 dicembre 2022	24.605	24.643	66.047	109.895	110.497	44.180	78.447	45.852	11.530	515.696
Sviluppate	19.681	18.604	19.209	77.358	67.290	44.180	22.550	43.897	6.321	319.090
consolidate	19.681	6.047	18.963	77.358	36.992	44.180	22.550	5.502	6.321	237.594
joint venture e collegate		12.557	246		30.298			38.395		81.496
Non sviluppate	4.924	6.039	46.838	32.537	43.207		55.897	1.955	5.209	196.606
consolidate	4.924	282	46.838	32.537	29.302		13.718	1.955	5.209	134.765
joint venture e collegate		5.757			13.905		42.179			61.841

^(a) include volumi destinati all'autoconsumo per 5.904 Mscm.

^(b) include volumi destinati all'autoconsumo per 761 Mscm.

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di metri cubi)										
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	5.882	62.336	132.859	109.397	56.725	44.992	4.961	13.420	440.434
di cui: <i>sviluppate</i>	7.934	5.489	28.707	127.730	49.581	56.725	19.094	3.075	8.927	307.262
non sviluppate	1.928	393	33.629	5.129	59.816		25.898	1.886	4.493	133.172
Acquisizioni								33		33
Revisioni di precedenti stime	18.726	2.216	9.104	(69)	(25.572)	(6.021)	3.399	3.513	(438)	4.858
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		141	360		5.276		49			5.826
Produzione ^(a)	(2.594)	(1.234)	(7.443)	(15.243)	(5.058)	(2.408)	(5.339)	(754)	(879)	(40.952)
Cessioni					(415)					(415)
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	7.005	64.357	117.547	83.628	48.296	43.101	7.753	12.103	409.784
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020		14.448	379		10.331			44.149		69.307
di cui: <i>sviluppate</i>		11.756	379		4.830			44.149		61.114
non sviluppate		2.692			5.501					8.193
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		6.624	(76)		26.930			(328)		33.150
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		797								797
Produzione ^(b)		(3.336)	(32)		(887)			(2.473)		(6.728)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2021		18.533	271		36.374			41.348		96.526
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	25.538	64.628	117.547	120.002	48.296	43.101	49.101	12.103	506.310
Sviluppate	20.635	19.808	22.390	103.519	54.479	48.287	27.501	47.284	7.525	351.428
consolidate	20.635	6.849	22.119	103.519	49.801	48.287	27.501	5.936	7.525	292.172
joint venture e collegate		12.959	271		4.678			41.348		59.256
Non sviluppate	5.359	5.730	42.238	14.028	65.523	9	15.600	1.817	4.578	154.882
consolidate	5.359	156	42.238	14.028	33.827	9	15.600	1.817	4.578	117.612
joint venture e collegate		5.574			31.696					37.270

^(a) include volumi destinati all'autoconsumo per 5.883 Mscm.^(b) include volumi destinati all'autoconsumo per 420 Mscm.

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di metri cubi)										
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	7.398	77.532	146.993	116.195	55.747	38.203	6.785	14.350	484.501
di cui: <i>sviluppate</i>	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.118	341.788
non sviluppate	2.706	558	38.605	11.719	63.586	4	18.800	1.503	5.232	142.713
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(8.155)	132	(7.347)	(1.834)	238	3.902	10.086	(925)	13	(3.890)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte			12	168			1.524	107		1.811
Produzione ^(a)	(3.281)	(1.648)	(7.861)	(12.468)	(7.036)	(2.924)	(4.821)	(1.006)	(943)	(41.988)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	5.882	62.336	132.859	109.397	56.725	44.992	4.961	13.420	440.434
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019		21.869	388		8.155			46.661		77.073
di cui: <i>sviluppate</i>		16.914	388		2.520			46.661		66.483
non sviluppate		4.955			5.635					10.590
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(3.638)	22		3.200			(325)		(741)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione ^(b)		(3.783)	(31)		(1.024)			(2.187)		(7.025)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020		14.448	379		10.331			44.149		69.307
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	20.330	62.715	132.859	119.728	56.725	44.992	49.110	13.420	509.741
Sviluppate	7.934	17.245	29.086	127.730	54.411	56.725	19.094	47.224	8.927	368.376
consolidate	7.934	5.489	28.707	127.730	49.581	56.725	19.094	3.075	8.927	307.262
joint venture e collegate		11.756	379		4.830			44.149		61.114
Non sviluppate	1.928	3.085	33.629	5.129	65.317		25.898	1.886	4.493	141.365
consolidate	1.928	393	33.629	5.129	59.816		25.898	1.886	4.493	133.172
joint venture e collegate		2.692			5.501					8.193

^(a) include volumi destinati all'autoconsumo per 6.318 Mscm^(b) include volumi destinati all'autoconsumo per 441 Mscm

Le principali variazioni delle riserve certe di gas naturale indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2020 al 2022 sono discusse di seguito.

Società consolidate

Acquisizioni

Nel 2020 non sono state effettuate acquisizioni.

Nel 2021 si registrano 33 milioni di metri cubi di acquisizioni relative al campo Lucius negli Stati Uniti.

Nel 2022 sono state effettuate acquisizioni per 240 milioni di metri cubi, principalmente per l'acquisizione della quota BHP in Algeria (176 milioni di metri cubi) e delle quote in alcuni campi nel Golfo del Messico negli Stati Uniti.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 3.890 milioni di metri cubi principalmente in: (i) Italia (-8.155 milioni di metri cubi) riferito essenzialmente ai progetti Hera Lacinia-Linda, Cervia-Arianna, Luna, Annamaria, Val d'Agri e Porto Garibaldi-Agostino e altri campi gas in Adriatico per effetto prezzo; e (ii) Africa Settentrionale (-7.347 milioni di metri cubi) principalmente nei progetti in Libia (-8.132 milioni di metri cubi) in particolare nei campi di Bahr Essalam ed Area E per effetto prezzo e vari campi in Algeria (522 milioni di metri cubi); (iii) Egitto -1.834 milioni di metri cubi revisioni sul campo di Tuna e sul campo di Zohr per l'effetto prezzo; (iv) America -925 milioni di metri cubi per effetto prezzo su vari campi a gas negli Stati Uniti (-2.215 milioni di metri cubi) principalmente i campi dell'area Alliance parzialmente compensati dall'area Area 1 in Mexico (1.291 milioni di metri cubi). Le revisioni positive si riferiscono principalmente a: (i) Resto dell'Asia (10.086 milioni di metri cubi) per i progetti Merakes in Indonesia (6.440 milioni di metri cubi) per migliori performance e Zubair in Iraq (2.741 milioni di metri cubi) per revisioni profili; e (ii) Kazakhstan (3.902 milioni di metri cubi) per il progetto Karachaganak per revisioni tecniche e maggiori entitlement per effetto prezzo.

Nel 2021 le revisioni totali sono pari a 4.858 milioni di metri cubi come di seguito composte: Italia (18.726 milioni di metri cubi), principalmente dovute al recupero delle code non economiche; Resto dell'Europa (2.216 milioni di metri cubi) nel Regno Unito principalmente dovute al recupero delle code non economiche; Resto Africa Settentrionale (9.104 milioni di metri cubi) principalmente in Libia per effetto prezzo; Egitto (69 milioni di metri cubi), composto da revisioni positive per 3.109 milioni di metri cubi principalmente in Baltim SW e revisioni negative 3.178 milioni di metri cubi principalmente in Port Fouad; Africa Sub-Sahariana revisioni complessive pari a -25.572 milioni di metri cubi, legate principalmente alla riclassificazione del progetto Mozambico da società consolidata a società in joint venture (-33.325 milioni di metri cubi) e a revisioni positive per 7.753 milioni di metri cubi principalmente in Nigeria. In Kazakhstan si registrano -6.021 milioni di metri cubi principalmente in Karachaganak per effetto PSA; nel Resto dell'Asia le revisioni positive di 3.399 milioni di metri cubi sono localizzate principalmente in Indonesia (Merakes); in America i 3.513 milioni di metri cubi di revisioni si sono verificate principalmente negli Stati Uniti per il recupero delle code non economiche; in Australia ed Oceania le revisioni sono pari a -438 milioni di metri cubi principalmente legate al progetto Blacktip.

Nel 2022 le revisioni totali sono pari a 3.699 milioni di metri cubi. Le principali revisioni positive sono in Congo (13.270 milioni di metri cubi) principalmente sul campo di Nenè, in Libia (10.120 milioni di metri cubi) ed Egitto (5.470 milioni di metri cubi). Le principali revisioni negative sono registrate in Nigeria (-21.641 milioni di metri cubi), Algeria (-2.100 milioni di metri cubi) e Kazakhstan (-2.064 milioni di metri cubi).

Miglioramenti da recupero assistito

Nel biennio 2020-2021 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

Nel 2022 abbiamo 40 milioni di metri cubi di miglioramenti da recupero assistito in Algeria sui campi BRW e BKNE Alpha.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2020 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 1.811 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al Resto dell'Asia (1.524 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale d'investimento del giacimento Mahani negli Emirati Arabi Uniti, avviato in produzione nel gennaio 2021 e in Egitto per le scoperte near field nelle concessioni di Bashrush e Abu Madi West.

Nel 2021 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 5.826 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al progetto New Gas Consortium in Angola e in misura minore al progetto Berkine North in Algeria.

Nel 2022 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 7.079 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente alla decisione finale d'investimento in Baleine in Costa d'Avorio e in Bashrush in Egitto.

Cessioni

Nel 2020 non sono state effettuate cessioni.

Nel 2021 si registrano cessioni per 415 milioni di metri cubi relative all'uscita dall'OML 17 in Nigeria.

Nel 2022 le cessioni sono 8.707 milioni di metri cubi principalmente dovute alla riclassificazione delle riserve tra società consolidata a società in joint venture e collegata; la cessione degli asset in Pakistan ammonta a 79 milioni di metri cubi

Società in joint venture e collegate**Acquisizioni**

Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate acquisizioni.

Nel 2022 abbiamo acquisizione per 47.659 milioni di metri cubi dovuta all'entrata di Eni nel progetto NFE in Qatar e alla riclassificazione delle riserve tra società consolidata a società in joint venture e collegata.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2020 le revisioni di precedenti stime sono negative per 741 milioni di metri cubi. Le revisioni negative nel Resto d'Europa (3.638 milioni di metri cubi) riferite principalmente ai progetti Grane e Midgard in Norvegia sono state parzialmente compensate dalle revisioni positive in Africa Sub-Sahariana (3.200 milioni di metri cubi) per il progetto Angola LNG.

Nel 2021 le revisioni di precedenti stime sono 33.150 milioni di metri cubi, principalmente dovute alla riclassificazione del progetto Mozambico da società consolidata a società in joint venture e collegata.

Nel 2022 le revisioni di precedenti stime sono 7.102 milioni di metri cubi, principalmente dovute ad Azule in Angola, Vår Energi in Norvegia e Coral in Mozambico.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2019 e 2020 non si sono verificate estensioni e nuove scoperte di rilievo.

Nel 2021 si registrano 797 milioni di metri cubi di estensioni e nuove scoperte, principalmente dovute alla decisione di investimento in Tommeliten Alpha in Norvegia.

Nel 2022 le estensioni e nuove scoperte sono 545 milioni di metri cubi in Vår Energi in Norvegia.

Cessioni

Nel 2020 e 2021 non sono state effettuate cessioni.

Nel 2022 le cessioni di 1.798 milioni di metri cubi sono dovute all'IPO di Vår Energi in Norvegia.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2022, 2021 e 2020. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinate sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(€ milioni)										
31 dicembre 2022										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	38.968	7.609	50.838	34.198	48.292	53.529	45.179	21.233	1.525	301.371
Costi futuri di produzione	(10.267)	(1.752)	(6.675)	(11.171)	(15.823)	(7.844)	(12.181)	(5.950)	(230)	(71.893)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.484)	(1.296)	(4.894)	(2.941)	(10.056)	(1.873)	(4.563)	(3.063)	(377)	(33.547)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	24.217	4.561	39.269	20.086	22.413	43.812	28.435	12.220	918	195.931
Imposte sul reddito future	(6.388)	(3.087)	(23.766)	(7.119)	(7.990)	(11.568)	(21.227)	(4.903)	(81)	(86.129)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	17.829	1.474	15.503	12.967	14.423	32.244	7.208	7.317	837	109.802
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.142)	(344)	(7.176)	(4.562)	(6.456)	(16.087)	(2.979)	(3.443)	(357)	(48.546)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	10.687	1.130	8.327	8.405	7.967	16.157	4.229	3.874	480	61.256
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		50.468	265		42.450		33.075	8.133		134.391
Costi futuri di produzione		(7.628)	(123)		(10.579)		(9.749)	(2.083)		(30.162)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.458)	(57)		(3.508)		(560)	(178)		(10.761)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		36.382	85		28.363		22.766	5.872		93.468
Imposte sul reddito future		(27.333)	(3)		(8.117)		(19.393)	(2.469)		(57.315)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		9.049	82		20.246		3.373	3.403		36.153
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(2.501)	(15)		(9.058)		(2.462)	(1.416)		(15.452)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		6.548	67		11.188		911	1.987		20.701
Totale	10.687	7.678	8.394	8.405	19.155	16.157	5.140	5.861	480	81.957

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2021										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	18.933	4.679	33.142	31.344	40.929	36.430	32.594	13.607	1.511	213.169
Costi futuri di produzione	(6.929)	(1.496)	(6.325)	(9.726)	(13.196)	(7.343)	(9.578)	(4.189)	(251)	(59.033)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.104)	(865)	(4.688)	(2.036)	(5.117)	(1.750)	(4.278)	(2.298)	(288)	(25.424)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	7.900	2.318	22.129	19.582	22.616	27.337	18.738	7.120	972	128.712
Imposte sul reddito future	(2.037)	(1.001)	(12.345)	(6.736)	(8.372)	(6.301)	(12.899)	(2.386)	(75)	(52.152)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	5.863	1.317	9.784	12.846	14.244	21.036	5.839	4.734	897	76.560
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.112)	(170)	(4.516)	(4.211)	(5.608)	(10.703)	(2.295)	(1.980)	(350)	(31.945)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	3.751	1.147	5.268	8.635	8.636	10.333	3.544	2.754	547	44.615
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		28.037	230		8.884			5.971		43.122
Costi futuri di produzione		(8.316)	(120)		(1.590)			(1.454)		(11.480)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.566)	(85)		(95)			(77)		(6.823)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		13.155	25		7.199			4.440		24.819
Imposte sul reddito future		(8.591)	(9)		(1.286)			(1.309)		(11.195)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		4.564	16		5.913			3.131		13.624
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.462)	16		(3.498)			(1.399)		(6.343)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		3.102	32		2.415			1.732		7.281
Totale	3.751	4.249	5.300	8.635	11.051	10.333	3.544	4.486	547	51.896

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2020										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	6.120	1.737	19.780	26.003	26.901	21.519	22.528	6.638	1.599	132.825
Costi futuri di produzione	(3.587)	(753)	(5.431)	(7.515)	(10.909)	(6.224)	(7.241)	(3.382)	(265)	(45.307)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(1.925)	(756)	(4.378)	(1.638)	(4.257)	(1.743)	(4.511)	(1.786)	(246)	(21.240)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	608	228	9.971	16.850	11.735	13.552	10.776	1.470	1.088	66.278
Imposte sul reddito future	(170)	(61)	(4.946)	(5.320)	(2.988)	(2.313)	(6.774)	(441)	(140)	(23.153)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	438	167	5.025	11.530	8.747	11.239	4.002	1.029	948	43.125
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(33)	108	(2.413)	(4.101)	(3.714)	(6.040)	(1.681)	(482)	(383)	(18.739)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	405	275	2.612	7.429	5.033	5.199	2.321	547	565	24.386
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		15.306	251		1.253			6.291		23.101
Costi futuri di produzione		(5.942)	(98)		(982)			(1.641)		(8.663)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.244)	(29)		(46)			(137)		(6.456)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		3.120	124		225			4.513		7.982
Imposte sul reddito future		(576)	(54)		(3)			(1.375)		(2.008)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		2.544	70		222			3.138		5.974
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.055)	(43)		(110)			(1.460)		(2.668)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		1.489	27		112			1.678		3.306
Totale	405	1.764	2.639	7.429	5.145	5.199	2.321	2.225	565	27.692

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2022, 2021 e 2020.

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2022			
Valore al 31 dicembre 2021	44.615	7.281	51.896
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(25.987)	(4.886)	(30.873)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	56.002	24.343	80.345
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.520	2.138	3.658
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(7.046)	(3.169)	(10.215)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	3.821	2.000	5.821
- revisioni delle quantità stimate	(1.295)	7.108	5.813
- effetto dell'attualizzazione	7.226	1.510	8.736
- variazione netta delle imposte sul reddito	(18.393)	(21.676)	(40.069)
- acquisizioni di riserve	764	10.201	10.965
- cessioni di riserve	(6.436)		(6.436)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	6.465	(4.149)	2.316
Saldo aumenti (diminuzioni)	16.641	13.420	30.061
Valore al 31 dicembre 2022	61.256	20.701	81.957

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2021			
Valore al 31 dicembre 2020	24.386	3.306	27.692
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(16.402)	(3.381)	(19.783)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	40.864	9.256	50.120
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.304	142	1.446
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.737)	(734)	(3.471)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	2.877	1.385	4.262
- revisioni delle quantità stimate	1.963	1.665	3.628
- effetto dell'attualizzazione	3.810	514	4.324
- variazione netta delle imposte sul reddito	(14.022)	(5.216)	(19.238)
- acquisizioni di riserve	27		27
- cessioni di riserve	(28)		(28)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	2.573	344	2.917
Saldo aumenti (diminuzioni)	20.229	3.975	24.204
Valore al 31 dicembre 2021	44.615	7.281	51.896

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2020			
Valore al 31 dicembre 2019	45.487	5.410	50.897
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(10.046)	(1.490)	(11.536)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(34.188)	(5.324)	(39.512)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	123	142	265
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	792	(834)	(42)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.147	1.192	5.339
- revisioni delle quantità stimate	36	(285)	(249)
- effetto dell'attualizzazione	7.136	1.065	8.201
- variazione netta delle imposte sul reddito	13.336	3.814	17.150
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve			
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(2.437)	(384)	(2.821)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(21.101)	(2.104)	(23.205)
Valore al 31 dicembre 2020	24.386	3.306	27.692

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2022.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2022 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2022:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

16 marzo 2023

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito

Francesco Esposito

Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

BILANCIO DI ESERCIZIO

Schemi di bilancio

Note al bilancio di esercizio

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti

Attestazione del management

Stato patrimoniale

		31.12.2022		31.12.2021	
(€)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	7.627.602.815	19.521.653	6.629.940.550	592.787.360
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6)	7.815.400.025		5.855.346.896	
Altre attività finanziarie	(15)	3.760.120.486	3.564.810.925	4.214.058.273	4.177.330.548
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	11.661.211.258	8.434.067.732	12.991.813.160	6.362.071.343
Rimanenze	(8)	3.814.485.584		2.582.459.892	
Attività per imposte sul reddito	(9)	173.234.208		22.351.676	
Altre attività	(10)	13.076.263.135	12.668.888.414	12.851.272.956	12.545.800.281
		47.928.317.511		45.147.243.403	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	5.112.098.210		5.213.240.489	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	1.654.496.740		1.691.231.011	
Attività immateriali	(13)	241.478.699		246.634.467	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.772.963.081		1.103.550.042	
Partecipazioni	(14)	59.814.872.255		56.010.121.022	
Altre attività finanziarie	(15)	2.145.820.621	2.075.869.643	3.256.878.788	3.236.999.184
Attività per imposte anticipate	(16)	2.683.737.793		814.222.871	
Attività per imposte sul reddito	(9)	77.801.348		77.665.001	
Altre attività	(10)	2.812.782.273	2.484.659.145	2.056.552.186	1.877.404.294
		76.316.051.020		70.470.095.877	
Attività destinate alla vendita	(24)	82.484.108		2.623.295	
TOTALE ATTIVITÀ		124.326.852.639		115.619.962.575	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(18)	14.121.969.229	12.142.834.592	5.865.832.996	5.690.777.240
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	2.883.078.014		1.554.576.291	
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	372.599.936	157.135.984	382.795.296	168.663.029
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	12.380.329.191	6.582.939.381	9.521.008.110	5.214.879.522
Passività per imposte sul reddito	(9)	771.314.516		116.693.415	
Altre passività	(10)	14.304.897.660	12.317.155.625	16.304.620.664	15.139.173.598
		44.834.188.546		33.745.526.772	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(18)	16.054.420.916	3.738.413	20.619.539.276	
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	1.886.764.517	1.241.855.601	1.939.272.866	1.239.302.612
Fondi per rischi e oneri	(21)	5.660.877.400		4.991.702.544	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	340.718.420		393.240.086	
Passività per imposte sul reddito	(9)				
Altre passività	(10)	3.029.316.902	2.173.697.787	2.892.166.428	2.229.720.654
		26.972.098.155		30.835.921.200	
TOTALE PASSIVITÀ		71.806.286.701		64.581.447.972	
PATRIMONIO NETTO					
Capitale sociale	(25)	4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		45.090.212.674		39.357.403.796	
Azioni proprie		(2.937.126.573)		(957.944.863)	
Utile (perdita) dell'esercizio		5.403.018.838		7.674.594.671	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		52.520.565.938		51.038.514.603	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		124.326.852.639		115.619.962.575	

Conto economico

(€)	Note	2022		2021	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		74.679.263.858	40.936.291.881	38.248.492.636	19.658.288.347
Altri ricavi e proventi		542.316.053	250.548.727	474.123.441	124.779.409
Totale Ricavi	(27)	75.221.579.911		38.722.616.077	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(28)	(66.135.498.100)	(24.201.223.288)	(33.127.031.035)	(14.720.101.558)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(80.541.639)		(76.931.805)	
Costo lavoro	(28)	(1.231.536.859)		(1.285.933.456)	
Altri proventi (oneri) operativi	(23)	(6.325.038.931)	(8.318.032.210)	(2.278.104.747)	(3.537.581.909)
Ammortamenti	(11),(12),(13)	(824.585.676)		(930.295.323)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(11),(12),(13)	(334.240.777)		(454.695.559)	
Radiazioni	(11),(13)	(65.136.554)		(949.128)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		225.001.375		568.675.024	
Proventi finanziari		3.323.708.539	212.602.947	2.049.356.799	203.407.131
Oneri finanziari		(3.730.365.125)	(105.707.729)	(2.065.954.646)	(83.932.362)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		(43.548.508)		11.142.441	
Strumenti finanziari derivati		233.799.080	235.209.030	(201.390.025)	105.093.473
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(29)	(216.406.014)		(206.845.431)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(30)	3.770.780.756		6.917.670.692	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		3.779.376.117		7.279.500.285	
Imposte sul reddito	(31)	1.623.642.721		395.094.386	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		5.403.018.838		7.674.594.671	

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2022	2021
Utile (perdita) dell'esercizio		5.403	7.675
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>			
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(25)	35	3
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)	3	1
Effetto fiscale	(25)	(11)	
		27	4
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	2.229	(791)
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(25)		26
Effetto fiscale	(25)	(645)	229
		1.584	(536)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		1.611	(532)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		7.014	7.143

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve	Bond ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2021	4.005	10.368	959	(958)	958	(531)	(11)	(56)	(2)	23.632	5.000	7.675	51.039
Utile (perdita) dell'esercizio												5.403	5.403
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:													
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								24					24
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							3						3
Componenti non riclassificabili a conto economico							3	24					27
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						1.584							1.584
Differenze cambio da conversione Joint Operation													
Componenti riclassificabili a conto economico						1.584							1.584
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						1.584	3	24				5.403	7.014
Acconto sul dividendo 2022 (€0,44 per azione)		(739)								(761)			(1.500)
Attribuzione del dividendo residuo 2021 (€0,43 per azione)												(1.522)	(1.522)
Destinazione utile residuo 2021									(112)	6.265		(6.153)	
Acquisto azioni proprie				(2.400)	2.400					(2.400)			(2.400)
Annullamento azioni proprie				400	(400)								
Piano Incentivazione a lungo termine				21	(21)					18			18
Cedole obbligazioni subordinate perpetue										(138)			(138)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		(739)		(1.979)	1.979				(112)	2.984		(7.675)	(5.542)
Altre variazioni						(33)				42			9
Altri movimenti di patrimonio netto						(33)				42			9
Saldi al 31 dicembre 2022	4.005	9.629	959	(2.937)	2.937	1.020	(8)	(32)	(114)	26.658	5.000	5.403	52.520

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve	Acconto sul dividendo	Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2020	4.005	10.368	959	(581)	581	10	(12)	(59)	263	24.995	(429)	3.000	1.607	44.707
Utile (perdita) dell'esercizio													7.675	7.675
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:														
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								3						3
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							1							1
Componenti non riclassificabili a conto economico							1	3						4
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(562)								(562)
Differenze cambio da conversione Joint Operation									26					26
Componenti riclassificabili a conto economico						(562)			26					(536)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						(562)	1	3	26				7.675	7.143
Acconto sul dividendo 2021 (€0,43 per azione)										(1.533)				(1.533)
Attribuzione del dividendo residuo 2020 (€0,24 per azione a saldo dell'acconto 2020 di €0,12 per azione)											429		(1.286)	(857)
Destinazione utile residuo 2020								(27)		348			(321)	
Acquisto azioni proprie				(400)	400					(400)				(400)
Piano Incentivazione a lungo termine				23	(23)					16				16
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue												2.000		2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue										(61)				(61)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale				(377)	377				(27)	(1.630)	429	2.000	(1.607)	(835)
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A									(264)	262				(2)
Costi emissioni obbligazioni subordinate perpetue										(15)				(15)
Altre variazioni						21				20				41
Altri movimenti di patrimonio netto						21			(264)	267				24
Saldi al 31 dicembre 2021	4.005	10.368	959	(958)	958	(531)	(11)	(56)	(2)	23.632		5.000	7.675	51.039

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2022	2021
Utile (perdita) dell'esercizio	5.403	7.675
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:		
Ammortamenti	825	930
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	334	455
Radiazioni	65	1
Effetto valutazione partecipazioni	785	(894)
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(2.226)	(23)
Dividendi	(2.336)	(6.006)
Interessi attivi	(203)	(176)
Interessi passivi	577	520
Imposte sul reddito	(1.623)	(395)
Altre variazioni	247	(63)
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(697)	(401)
- rimanenze	(1.902)	(1.602)
- crediti commerciali	(1.597)	(6.097)
- debiti commerciali	2.950	5.283
- fondi per rischi e oneri	769	(170)
- altre attività e passività	(917)	2.185
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	1	63
Dividendi incassati	5.515	2.893
Interessi incassati	209	179
Interessi pagati	(558)	(517)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(500)	33
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.818	4.274
- di cui verso parti correlate	4.737	3.330
Flusso di cassa degli investimenti	(5.570)	(9.361)
- attività materiali	(751)	(848)
- attività immateriali	(32)	(188)
- partecipazioni	(3.457)	(8.145)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(1.406)	(293)
- rami d'azienda al netto della disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(4)	
- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento	80	113
Flusso di cassa dei disinvestimenti	3.295	2.063
- attività materiali	166	5
- attività immateriali	9	
- partecipazioni	791	479
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	2.329	1.579
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.440)	(110)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(3.715)	(7.408)
- di cui verso parti correlate	1.585	1.828
Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari non correnti	(3.437)	955
Rimborso di passività per beni in leasing	(390)	(374)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	8.287	1.933
Dividendi pagati	(3.009)	(2.358)
Acquisto azioni proprie	(2.400)	(400)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue		1.985
Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni subordinate perpetue	(138)	(61)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.087)	1.680
- di cui verso parti correlate	6.258	802
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(18)	(27)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	998	(1.481)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	6.630	8.111
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	7.628	6.630

Note al bilancio di esercizio

1 PRINCIPI CONTABILI, STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio di Eni SpA è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D. Lgs. 38/05.¹

Il bilancio di esercizio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione. Questi ultimi sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 16 marzo 2023.

Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato², cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate.

In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate sono valutate al costo di acquisto³; in presenza di piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate, il valore di iscrizione delle partecipazioni è incrementato, in assenza di meccanismi di riaddebito, del costo delle attribuzioni effettuate.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di vendita, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di vendita ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie. Le partecipazioni in joint venture, precedentemente classificate come joint operation, sono

¹ I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2022.

² Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

³ In caso di acquisizione del controllo in fasi successive di una partecipazione in una collegata o joint venture, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

rilevate, alla data della modifica della classificazione del joint arrangement, ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette, precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza di Eni SpA.

Le operazioni di compravendita di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate ed aventi finalità meramente riorganizzative sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo e il valore contabile dell'oggetto trasferito determina in capo alla controllata la rilevazione di un incremento/decremento del patrimonio e conseguentemente in capo alla controllante un aumento del valore di iscrizione della partecipazione ovvero la rilevazione di un dividendo a conto economico. Differentemente, le operazioni under common control aventi finalità realizzative prevedono la rilevazione degli eventuali plusvalori a conto economico.

Le distribuzioni da società controllate, joint venture e collegate sono imputate a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento. Una distribuzione eccedente il risultato economico complessivo dell'esercizio in cui è deliberata la distribuzione, rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

2 SCHEMI DI BILANCIO

Con riferimento agli schemi di bilancio si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

3 MODIFICA DEI CRITERI CONTABILI

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2022 non hanno prodotto effetti significativi.

4 PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

5 DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €7.628 milioni (€6.630 milioni al 31 dicembre 2021) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine, generalmente, entro tre mesi.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera, che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo, e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti delle società del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. L'ammontare di restricted cash è di circa €42 milioni in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.

La scadenza media dei depositi in euro (€3.631 milioni) è di 12 giorni e il tasso di interesse effettivo è dello 1,75%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€2.394 milioni) è di 20 giorni e il tasso di interesse effettivo è 4,42%; la scadenza media dei depositi in sterline inglesi (€592 milioni) è di 25 giorni e il tasso di interesse effettivo è 3,58%.

Le expected credit loss su depositi, presso banche e istituti finanziari terzi, valutati al costo ammortizzato non sono significative.

6 ATTIVITÀ FINANZIARIE VALUTATE AL FAIR VALUE CON EFFETTI A CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.114	977
Altri titoli	4.937	4.878
	6.051	5.855
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	1.764	
	7.815	5.855

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevedibili e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendimento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi.

Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.090 milioni (€1.398 milioni al 31 dicembre 2021).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Attività finanziarie destinate al trading		
Euro	3.289	3.555
Dollaro USA	2.759	2.248
Altre valute	3	52
	6.051	5.855
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Euro	1.201	
Dollaro USA	563	
	1.764	

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

(€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli emessi da Stati Sovrani				
<i>Tasso fisso</i>				
Italia	126	123	Baa3	BBB
Cile	112	108	A2	A
Stati Uniti d'America	301	300	Aaa	AA+
Svizzera	18	19	Aaa	AAA
Francia	71	71	Aa2	AA
Spagna	163	164	Baa1	A
Canada	31	31	Aaa	AAA
Svezia	9	9	Aaa	AAA
Germania	55	56	Aaa	AAA
Gran Bretagna	14	14	Aa2	AA
Giappone	16	16	A1	A+
Australia	32	33	Aaa	AAA
	948	944		
<i>Tasso variabile</i>				
Italia	161	163	Baa3	BBB
Svezia	7	7	Aaa	AAA
	168	170		
Totale titoli emessi da Stati Sovrani	1.116	1.114		
Altri titoli				
<i>Tasso fisso</i>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.179	1.165	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	731	694	Da Aaa a Baa3	Da AAA a BBB-
Altri titoli	1.006	1.006	Aaa	AAA
	2.916	2.865		
<i>Tasso variabile</i>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	602	606	Da Aa2 a Baa3	Da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	879	870	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Altri titoli	593	596	Da Aaa a Baa1	Da AAA a AA+
	2.074	2.072		
Totale Altri titoli	4.990	4.937		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.106	6.051		
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico				
	1.781	1.764	Aaa	AAA
	7.887	7.815		

Le altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico sono rappresentate da investimenti in Money Market Fund.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

7 CREDITI COMMERCIALI E ALTRI CREDITI

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Crediti commerciali	11.082	9.509
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	119	155
Anticipi al personale	21	23
Acconti per servizi e forniture	3	8
Crediti per attività di disinvestimento	20	
Crediti verso altri	416	3.297
	11.661	12.992

I crediti commerciali, generalmente, sono infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro i 120 giorni. I crediti commerciali riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi.

Al 31 dicembre 2022, è outstanding un credito commerciale per forniture di gas naturale al cliente Acciaierie d'Italia (ex-ILVA) dell'ammontare di €373 milioni interamente scaduto e oggetto di un piano di rientro. Il credito è assistito da parent company guarantee rilasciate dagli azionisti che coprono l'intero ammontare. L'onere massimo possibile relativo al valore finanziario del tempo trova copertura in un fondo rischi stanziato sull'esposizione commerciale complessiva verso i clienti somministrati che è stato stimato sulla base dell'attuale situazione congiunturale.

Al 31 dicembre 2022 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2023 per €1.005 milioni (€1.128 milioni nel 2021 con scadenza 2022). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Global Gas & LNG Portfolio (€743 milioni), Refining & Marketing (€229 milioni) e al Power (€33 milioni).

I crediti verso altri di €416 milioni includono principalmente: (i) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€192 milioni); (ii) crediti verso società di factoring (€190 milioni); (iii) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€1 milioni).

I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €769 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti è stata elaborata sulla base di rating interni come segue:

(€ milioni)	Crediti in bonis			Crediti in default	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto		
31.12.2022					
Clientela business	736	2.867	175	199	3.977
Pubbliche Amministrazioni		18		1	19
Altre controparti	345	126	1	54	526
Imprese controllate	7.454				7.454
Valore lordo	8.535	3.011	176	254	11.976
Fondo svalutazione		(122)	(3)	(190)	(315)
Valore netto	8.535	2.889	173	64	11.661
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	4,57	3,03	85,97	
31.12.2021					
Clientela business	589	2.646	196	341	3.772
Pubbliche Amministrazioni		8		2	10
Altre controparti	163	190		55	408
Imprese controllate	9.159				9.159
Valore lordo	9.911	2.844	196	398	13.349
Fondo svalutazione		(78)	(5)	(274)	(357)
Valore netto	9.911	2.766	191	124	12.992
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	3,26	3,60	86,98	

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi del bilancio consolidato.

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti ed energia elettrica alla clientela retail, business e pubbliche amministrazioni sono riviste in occasione di ogni scadenza di bilancio per riflettere l'andamento dello scenario e i trend correnti di business, nonché eventuali maggiori rischi controparte.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €315 milioni (€357 milioni al 31 dicembre 2021):

(€ milioni)	2022	2021
Fondo svalutazione iniziale	357	300
Accantonamenti su crediti in bonis	63	78
Accantonamenti su crediti in default	22	10
Utilizzi su crediti in bonis	(9)	(10)
Utilizzi su crediti in default	(118)	(21)
Fondo svalutazione finale	315	357

La variazione complessiva del fondo svalutazione di €42 milioni è connessa a: (i) accantonamenti netti rilevati a conto economico per €76 milioni (€77 milioni nel 2021) connessi essenzialmente ai nuovi accantonamenti operati (€85 milioni) relativi principalmente alla linea di business GGP per le forniture ai clienti industriali di grandi dimensioni per effetto dell'aumento significativo delle esposizioni allo scenario prezzi, parzialmente compensati dagli utilizzi per esuberanza (€5 milioni); (ii) utilizzo, in conto, del fondo (€122 milioni) per il passaggio a perdita di crediti precedentemente svalutati.

La valutazione al fair value dei "crediti commerciali e altri crediti", generalmente, non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – "Rapporti con parti correlate".

8 RIMANENZE CORRENTI E RIMANENZE IMMOBILIZZATE - SCORTE D'OBLIGO

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Materie prime, sussidiarie e di consumo	445	323
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	139	178
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione	174	265
Prodotti finiti e merci	3.057	1.816
	3.815	2.582

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €445 milioni sono costituite da greggi.

I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€955 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA e in altri Paesi UE (€ 1.901 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge in Belgio, Damietta in Egitto e Panigaglia in Italia su navi viaggianti (€201 milioni).

Le rimanenze di gas naturale per €750 milioni sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam SpA.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €272 milioni (€194 milioni al 31 dicembre 2021) come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Valore iniziale - Rimanenze correnti	194	24
Accantonamenti (utilizzi)	78	170
Valore finale - Rimanenze correnti	272	194

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.773 milioni (€1.104 milioni al 31 dicembre 2021) includono 2,8 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DL n. 249 del 31 dicembre 2012, in attuazione alla direttiva 2009/119/CE. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Le scorte d'obbligo aumentano di €669 milioni per effetto della dinamica dei prezzi tendenzialmente in risalita rispetto a dicembre 2021 e per le maggiori quantità accantonate ad obbligo.

9 ATTIVITÀ E PASSIVITÀ PER IMPOSTE SUL REDDITO

(€ milioni)	31.12.2022				31.12.2021			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
IRES	161				21			
IRAP	9						18	
Contributo di solidarietà a carico delle imprese del settore energetico			770					
Crediti per istanze di rimborso		78				78		
Addizionale IRES Legge n. 7/2009							97	
Altre imposte sul reddito	3		1		2		2	
	173	78	771		23	78	117	

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 31 – “Imposte sul reddito”.

10 ALTRE ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

(€ milioni)	31.12.2022				31.12.2021			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	12.768	2.581	12.489	1.922	12.603	1.906	15.220	1.866
Passività da contratti per la clientela			1.013	704			425	724
Attività e Passività relative ad altre imposte:								
- Accise e Imposte di consumo	7		325		12		386	
- IVA	49		68		4		66	
- Royalty su idrocarburi estratti			237				109	
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente			8				8	
- Altre imposte e tasse	96	2	41	25	53	2	53	25
	152	2	679	25	69	2	622	25
Altre	156	230	124	378	179	149	38	277
	13.076	2.813	14.305	3.029	12.851	2.057	16.305	2.892

Il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 23 - Strumenti finanziari derivati.

Le passività da contratti con la clientela riguardano essenzialmente: (i) gli anticipi a breve termine su forniture di gas (€530 milioni); (ii) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente Engie (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica rispettivamente per €58 milioni e €275 milioni (€60 milioni e €333 milioni nel 2021); (iii) gli anticipi a lungo termine ricevuti dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto per €430 milioni (€391 milioni nel 2021); (iv) i buoni carburante prepagati in circolazione a breve termine per €338 milioni (€242 milioni nel 2021).

Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term per €183 milioni, di cui €141 milioni previsti oltre i 12 mesi (€103 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) i depositi cauzionali verso fornitori oltre i 12 mesi per €42 milioni (€49 milioni nel 2021).

Le altre passività comprendono: (i) il valore del gas prepagato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di fornitura di lungo termine (€173 milioni); (ii) le passività relative alla compensation riconosciuta ad Eni per il contratto di approvvigionamento gas da destinare all'impianto di Damietta (€105 milioni oltre 12 mesi e €12 milioni entro 12 mesi); (iii) i depositi cauzionali da clienti (€64 milioni oltre 12 mesi).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

11 IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altri impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilitazioni in corso e acconti E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2022									
Valore iniziale netto	497	2.914	515	127	46	3	583	528	5.213
Investimenti		1	27	15	7		248	453	751
Capitalizzazioni ammortamenti							25		25
Ammortamenti ^(a)	(24)	(345)	(66)	(19)	(16)				(470)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(1)		(39)	(1)			(8)	(231)	(280)
Radiazioni							(65)		(65)
Dismissioni	(1)	(73)					(100)		(174)
Trasferimenti	21	288	54	5			(263)	(105)	-
Altre variazioni		115					(3)		112
Valore finale netto	492	2.900	491	127	37	3	417	645	5.112
Valore finale lordo	2.202	15.803	11.284	670	719	3	517	2.235	33.433
Fondo ammortamento e svalutazione	1.710	12.903	10.793	543	682		100	1.590	28.321
2021									
Valore iniziale netto	544	2.684	820	138	57	266	1.244	816	6.569
Investimenti	3	1	88	5	7		403	341	848
Capitalizzazioni ammortamenti							25		25
Ammortamenti ^(a)	(23)	(415)	(93)	(21)	(17)				(569)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(66)	418	(391)	(4)	(3)	0	63	(502)	(485)
Radiazioni		(1)							(1)
Dismissioni	(1)		(1)						(2)
Trasferimenti	40	170	92	9	3	(88)	(108)	(127)	(9)
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		57				23	75		155
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A.					(1)	(198)	(1.119)		(1.318)
Valore finale netto	497	2.914	515	127	46	3	583	528	5.213
Valore finale lordo	2.185	15.441	11.184	651	715	3	684	1.990	32.853
Fondo ammortamento e svalutazione	1.688	12.527	10.669	524	669		101	1.462	27.640

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione

Gli investimenti di €751 milioni riguardano: (a) la Refining & Marketing (€475 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica, essenzialmente per attività di asset integrity e stay in business, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) all'attività di marketing, per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi; (b) la Exploration & Production (€240 milioni) e sono relativi principalmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Cervia-Arianna, Basil, Monte Alpi, Bonaccia, Barbara); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€36 milioni) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.

Le svalutazioni hanno riguardato gli investimenti di periodo di compliance e stay in business relativi a CGU del settore raffinazione svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€280 milioni), il tasso di attualizzazione post-tax e pre-tax relativo alle raffinerie Italia è del 6,4%. Maggiori informazioni relative agli impairment sono indicate alla nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing del Bilancio consolidato.

Le dismissioni di €174 milioni hanno riguardato la Exploration & Production e sono relative essenzialmente alla cessione della titolarità delle concessioni di coltivazione di idrocarburi denominata "C.G.1.AG" Argo e Cassiopea alla partecipata Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (€150 milioni).

Le altre variazioni di €112 milioni includono: (i) l'incremento per la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni SpA e la regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (€202 milioni); (ii) la riduzione dell'asset retirement cost delle attività materiali della linea di business Exploration & Production per effetto principalmente della variazione dei tassi di attualizzazione (€75 milioni).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffinaria e logistica	5,5 - 15
Impianti specifici di distribuzione	4-12,5
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	5-35
Altri beni	12-25

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 1,76% (1,9% al 31 dicembre 2021). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €18 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €84 milioni.

12 DIRITTO DI UTILIZZO BENI IN LEASING E PASSIVITÀ PER BENI IN LEASING

Il diritto di utilizzo beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Tolling	Immobili per uffici	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
2022								
Valore iniziale netto	880	432	167	44	23	33	112	1.691
Incrementi	165	25	45	48		15	52	350
Ammortamenti ^(a)	(106)	(57)	(35)	(30)	(14)	(16)	(69)	(327)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(30)						(12)	(42)
Altre variazioni		(4)	(7)	(1)	(1)	(4)	(1)	(18)
Valore finale netto	909	396	170	61	8	28	82	1.654
Valore finale lordo	1.815	598	335	158	47	59	381	3.393
Fondo ammortamento e svalutazione	906	202	165	97	39	31	299	1.739
2021								
Valore iniziale netto	907	482	169	28	122	21	159	1.888
Incrementi	15	19	38	48	48	33	41	242
Ammortamenti ^(a)	(103)	(60)	(34)	(27)	(36)	(16)	(62)	(338)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	61			2			(26)	37
Altre variazioni		(7)	(6)	(7)	(111)	(5)		(136)
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A.		(2)						(2)
Valore finale netto	880	432	167	44	23	33	112	1.691
Valore finale lordo	1.648	593	301	159	89	59	336	3.185
Fondo ammortamento e svalutazione	768	161	134	115	66	26	224	1.494

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su altri asset.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €1.654 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €909 milioni ai contratti di tolling del Power in relazione, in particolare, al contratto di tolling di EniPower SpA. In base a tale contratto, EniPower produce, tramite le proprie centrali, energia elettrica e vapore esclusivamente per Eni SpA. Eni, a sua volta, mette a disposizione di EniPower i combustibili necessari e fornisce le indicazioni sulle produzioni da effettuare; (ii) per €396 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua media di circa 5 anni comprensiva delle opzioni di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €170 milioni le concessioni autostradali, le locazioni di terreni e le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi della Refining & Marketing; (iv) per €61 milioni i contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Exploration & Production; (v) per €8 milioni i contratti relativi ai mezzi di perforazione navali - drilling rig della Exploration & Production con una durata residua contrattuale di circa 8 mesi; (vi) per €41 milioni al contratto di lavorazione della Raffineria di Gela SpA incluso nella voce residuale "altre tipologie".

I canoni variabili, rilevati a conto economico, riguardano essenzialmente: (i) le concessioni autostradali e le locazioni di stazioni di servizio per le quali è prevista la corresponsione di royalties sulla base dei volumi di carburanti erogati (€/Mc). L'adozione di tale formula contrattuale è predeterminata nei bandi di gara per

l'assegnazione delle concessioni o richiesta dal lessor nel caso delle locazioni di punti vendita ad alta performance, al fine di assicurare il matching tra canoni e flussi di cassa in entrata. Il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli totali dovuti per il leasing è nell'ordine del 16%, essenzialmente attribuibile alle concessioni autostradali; (ii) il contratto di lavorazione della Raffineria di Gela SpA che prevede la corresponsione di un compenso variabile sulla base della quantità di materia prima effettivamente lavorata. Il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli totali dovuti per il leasing è nell'ordine del 76%.

Le svalutazioni di €42 milioni hanno riguardato essenzialmente i contratti di tolling del Power (€30 milioni)

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2022			
Valore iniziale	383	1.939	2.322
Incrementi		350	350
Decrementi	(390)		(390)
Altre variazioni	380	(402)	(22)
Valore finale	373	1.887	2.260
2021			
Valore iniziale	423	2.157	2.580
Incrementi		242	242
Decrementi	(374)		(374)
Altre variazioni	334	(460)	(126)
Valore finale	383	1.939	2.322

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing di €390 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €73 milioni.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto dal valore nominale di €437 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni con opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (ii) due contratti relativi a drilling rig del valore nominale rispettivamente di €122 e €60 milioni, il primo della durata di 3 anni con 4 opzioni di proroga di 6 mesi ciascuna e il secondo della durata di 2 anni con 4 opzioni di proroga di 6 mesi ciascuna.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a opzioni di proroga e risoluzione del contratto di leasing degli immobili ad uso uffici (€280 milioni), stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi (€121 milioni), mezzi di navigazione (€38 milioni).

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021
Altri ricavi e proventi		
- proventi da remeasurement	6	21
	6	21
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi:		
- leasing di breve durata	73	49
- leasing di modico valore	14	15
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	154	161
	241	225
Ammortamenti		
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	327	338
- capitalizzazione ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(21)	(19)
	306	319
Riprese di valore (svalutazioni) nette dei diritti utilizzo beni in leasing	(42)	37
Proventi (oneri) finanziari		
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(73)	(76)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	1	1
	(72)	(75)

13 ATTIVITÀ IMMATERIALI

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill	Totale
2022							
Valore iniziale netto	11	53	5	162	231	16	247
Investimenti		26	6		32		32
Ammortamenti	(1)	(33)		(19)	(53)		(53)
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(12)		(12)		(12)
Dismissioni				(5)	(5)		(5)
Altre variazioni		9	6	17	32		32
Valore finale netto	10	55	5	155	225	16	241
Valore finale lordo	388	1.252	13	227	1.880	94	1.974
Fondo ammortamento e svalutazione	378	1.197	8	72	1.655	78	1.733
2021							
Valore iniziale netto	11	65	5	3	84	17	101
Investimenti		29	3	156	188		188
Ammortamenti	(1)	(42)		(5)	(48)		(48)
Riprese di valore (svalutazioni) nette		(1)	(5)		(6)	(1)	(7)
Altre variazioni	1	2	2	8	13		13
Valore finale netto	11	53	5	162	231	16	247
Valore finale lordo	388	1.217	13	221	1.839	94	1.933
Fondo ammortamento e svalutazione	377	1.164	8	59	1.608	78	1.686

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €10 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €55 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff e i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffinaria. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 100%.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €5 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €155 milioni riguardano essenzialmente l'acquisto del 50% dei diritti di liquefazione presso l'impianto di Damietta (€135 milioni).

14 PARTECIPAZIONI

	2022				2021			
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie valutate al FV e altre imprese	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie valutate al FV e altre imprese	Totale
(€ milioni)								
Valore iniziale	55.113	796	101	56.010	45.652	1.193	10	46.855
Acquisizioni e sottoscrizioni	2.830	627		3.457	8.055		90	8.145
Cessioni e rimborsi	(577)			(577)	(16)	(442)		(458)
Conferimenti	2.020	(14)		2.006	(2)			(2)
Rettifiche di valore	(463)	(322)		(785)	1.420	(310)		1.110
Valutazione al fair value con effetti a PN			3	3			1	1
Altre variazioni	(298)	(1)		(299)	4			4
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture SpA						355		355
Valore finale	58.625	1.086	104	59.815	55.113	796	101	56.010
Valore finale lordo	73.408	2.188	104	75.700	69.436	1.576	101	71.113
Fondo svalutazione	14.783	1.102		15.885	14.323	780		15.103

Le partecipazioni sono aumentate di €3.805 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)	
Partecipazioni al 31 dicembre 2021	56.010
Acquisizioni e sottoscrizioni	3.457
- Interventi sul capitale	2.810
Eni Rewind SpA	1.099
Saipem SpA	624
Eni Global Energy Markets SpA	378
Raffineria di Gela SpA	364
Eni Sustainable Mobility SpA	198
Eni Mozambico SpA	53
EniProgetti SpA	44
Eni Natural Energies SpA	35
EniServizi SpA	8
Agenzia Giornalistica Italia SpA	2
Eni Timor Leste SpA	2
Altre	3
- Acquisizioni	647
Export LNG Ltd	647
Cessioni e Rimborsi	(577)
- Rimborsi di capitale	
EniPower SpA	(249)
- Cessioni	
EniPower SpA	(328)
Conferimenti	2.006
Eni International BV	4.919
Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)	(2.913)
SeaCorridor Srl (ex Eni Corridor Srl)	66
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	(52)
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	(14)
Rettifiche di valore	(785)
- Riprese di valore	1.237
Eni Investments Plc	551
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	359
Eni Petroleum Co Inc	287
Eni España Comercializadora De Gas SAU	31
LNG Shipping SpA	7
Floater SpA	2
- Svalutazioni	(2.022)
Eni Rewind SpA	(890)
Versalis SpA	(379)
Raffineria di Gela SpA	(331)
Saipem SpA	(320)
Export LNG Ltd	(45)
Ieoc SpA	(14)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(13)
EniProgetti SpA	(11)
Eni Mozambico SpA	(11)
Società Petrolifera Italiana SpA	(3)
Eni Timor Leste SpA	(2)
EniServizi SpA	(1)
Altre minori	(2)
Riclassifica attività destinate alla vendita	(80)
SeaCorridor Srl (ex Eni Corridor Srl)	(66)
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	(14)
Valutazione al fair value con effetti a PN	3
Synhelion SA	3
Altre variazioni	(219)
Eni Rewind SpA	(209)
EniProgetti SpA	(9)
Raffineria di Gela SpA	(4)
Mozambique Rovuma Venture SpA	(1)
Versalis SpA	2
Eni Plenitude SpA Società Benefit	2
Eni International Resources Ltd	1
Serfactoring SpA - in liquidazione	1
Altre	(2)
Partecipazioni al 31 dicembre 2022	59.815

Le acquisizioni hanno riguardato la società Export LNG Ltd; l'operazione è stata perfezionata in data 26 agosto 2022. La società detiene l'impianto di liquefazione galleggiante Tango FLNG che sarà utilizzato da Eni in Congo, nell'ambito delle attività del progetto di sviluppo del gas naturale nel blocco Marine XII, in coerenza con la strategia Eni di valorizzazione delle risorse gas equity.

Le cessioni hanno riguardato la cessione del 49% delle azioni di Enipower S.p.A. alla società Regatta Investments per corrispettivo pari a €542 milioni di euro e determinando il riconoscimento di una plusvalenza a conto economico pari a €214 milioni.

I conferimenti hanno riguardato: (i) il conferimento delle azioni in Eni Angola SpA da Eni SpA a Eni International B.V in data 27 luglio 2022 finalizzato al perfezionamento dell'accordo con BP per la combinazione delle attività angolane che ha portato alla creazione della joint venture paritetica Azure Energy Holdings Ltd. L'operazione di conferimento, di natura realizzativa, ha determinato la rilevazione di una plusvalenza a conto economico pari a €2.006 milioni; (ii) il conferimento, rilevato in continuità di valori, delle partecipazioni che gestiscono i due gruppi di gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia alla società non operativa Seacorridor Srl (ex Eni Corridor Srl). In data 10 gennaio 2023, si è perfezionata la cessione a Snam del 49,9% della società.

Le altre variazioni si riferiscono essenzialmente alla copertura delle perdite di Eni rewind SpA, Raffineria di Gela, Eniprogetti SpA stanziate nel 2022.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2022	Saldo netto al 31.12.2021	Saldo netto al 31.12.2022 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	14	3	8	5
Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)		2.913			
Ecofuel SpA	100,000	48	48	255	207
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Energia Italia Srl	100,000			...	
Eni España Comercializadora De Gas SAU	100,000	19	50	118	68
Eni Finance International SA	33,613	362	362	569	207
Eni Fuel SpA	100,000	70	70	89	19
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	...	...	...	
Eni Global Energy Markets SpA	100,000	277	655	744	89
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	581	81
Eni International BV	100,000	37.526	42.445	44.566	2.121
Eni International Resources Ltd	99,998	1	2	5	3
Eni Investments Plc	99,999	4.111	4.662	3.715	(947)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	143	502	217	(285)
Eni Mozambico SpA	100,000	16	58	6	(52)
Eni Natural Energies SpA	100,000	40	75	75	
Eni Petroleum Co Inc	63,857	2.050	2.337	1.604	(733)
Eni Plenitude SpA Società Benefit	100,000	4.878	4.880	5.377	497
Eni Rewind SpA	99,999			135	135
Eni Sustainable Mobility SpA	100,000		198	198	
Eni Timor Leste SpA	100,000	4	2	2	
Eni Trade & Biofuels SpA	100,000	207	207	135	(72)
Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione	100,000			9	9
Eni West Africa SpA	100,000	4	4	4	
EniPower SpA	51,000	914	337	363	26
EniProgetti SpA	100,000		24	41	17
EniServizi SpA	100,000	10	18	18	
Eniverse Ventures Srl (ex Eni Nuova Energia Srl)	100,000			(1)	
Export LNG Ltd	100,000		602	602	
Floaters SpA	100,000	251	253	308	55
leoc SpA	100,000	24	10	10	
LNG Shipping SpA	100,000	217	224	224	
Raffineria di Gela SpA	100,000		29	29	
SeaCorridor Srl (ex Eni Corridor Srl) ^(a)	100,000	...			
Serfactoring SpA - in liquidazione	100,000	15	16	24	8
Servizi Aerei SpA	100,000	47	47	47	
Servizi Fondo Bombole Metano SpA ^(a)	100,000	14			
Società Petroliera Italiana SpA	99,964	6	3	4	1
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		52			
Versalis SpA	100,000	377		71	71
Totale imprese controllate		55.113	58.626		
Imprese collegate e joint venture					
DTT Scarl	25,000			...	
Mariconsult SpA		...			
Mozambique Rovuma Venture SpA	35,714	355	354	308	(46)
Norpipe Terminal HoldCo Ltd	14,200	1	1	1	
Saipem SpA	31,193	398	702	645	(57)
Seram SpA	25,000	...	...	...	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	70,000	28	28	29	1
South Italy Green Hydrogen Srl	50,000	...	...	...	
Transmed SpA		...			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		14			
Totale imprese collegate e joint venture		796	1.085		
		55.909	59.711		

(a) partecipazioni riclassificate come disponibili per la vendita. Per maggior dettaglio si veda quanto riportato nella nota n.24 - attività destinate alla vendita

Le riprese di valore delle partecipazioni svalutate in precedenti esercizi del settore Exploration & Production (Eni Investment Plc, Eni Petroleum Co Inc, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Floaters SpA) sono state operate a seguito del rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine. In particolare, ai fini della valutazione delle partecipazioni, rileva il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate e ai relativi headroom determinati considerando i flussi di cassa attesi dallo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili, prudenzialmente determinati e opportunamente integrati per tener conto dei costi di struttura e dalla valutazione attuale del magazzino rilevante per alcune società oggetto di valutazione; per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi delle riserve certe e probabili attesi dagli assets della partecipata gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted compreso tra il 6,2% e il 11,2%.

Per le altre partecipazioni, in presenza di impairment indicator, generalmente rappresentati da valori di iscrizione superiori rispetto al valore di patrimonio netto, è stata operata la verifica del valore recuperabile considerando il maggiore tra il fair value e il valore d'uso. Il fair value è determinato generalmente sulla base delle quotazioni di borsa. La stima del valore d'uso è determinata attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate. In particolare, la stima del valore recuperabile rispetto a quella di libro ha riguardato:

- Versalis SpA, sulla base del valore d'uso della partecipata desumibile dal complesso degli esiti degli impairment test condotti dalla partecipata e dalla valutazione attuale del magazzino della Società, per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted del 7,2%;
- Eni Global Energy Markets SpA sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 5,6%.
- Eni Trade e Biofuels SpA, con un orizzonte di valutazione a 20 anni, sulla base del valore dei flussi di cassa attualizzati del piano quadriennale aziendale, utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 6,4%.
- Enipower SpA sulla base del valore dei flussi di cassa per tutta la durata di vita delle centrali utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted tra il 4,7% e il 6%.

Con riferimento a Saipem, ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione, in accordo con lo IAS 36, è stato considerato il maggiore tra il fair value e il valore d'uso della società, nella sua interezza, corrispondente nella circostanza al fair value rappresentativo della quotazione del 30 dicembre 2022.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità.

Il valore di iscrizione delle partecipazioni minoritarie valutate al fair value riguarda essenzialmente la partecipazione del 3,88% nel Porto intermodale Ravenna Società per azioni (€5 milioni), la partecipazione dell'1,30% nella Simest SpA (€4 milioni); la partecipazione del 7,96% nella Synhelion SA (€3 milioni) e la partecipazione del 1,26% nella Interporto di Padova SpA (€2 milioni).

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

15 ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE

(€ milioni)	31.12.2022		31.12.2021	
	Correnti	Non Correnti	Correnti	Non Correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	218	2.126	22	3.237
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	3.542		4.192	
	3.760	2.126	4.214	3.237
Titoli strumentali all'attività operativa		20		20
	3.760	2.146	4.214	3.257

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi a società partecipate, in particolare verso Mozambique Rovuma Venture SpA (€1.187), Versalis SpA (€731 milioni) e Eni Finance International SA (€328 milioni).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano crediti a breve termine verso società controllate in particolare Eni Plenitude SpA (€1.497 milioni), Versalis SpA (€1.205 milioni) e Eni Sustainable Mobility SpA (€173 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.930 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €57 milioni (€917 milioni al 31 dicembre 2021).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €852 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra 1,84% e 3,25% e in dollari USA compresi tra 3,30% e 5,12%.

Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – "Rapporti con parti correlate".

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021) sono rappresentati da titoli di Stato italiani e sono vincolati a garanzia del cauzioneamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane; la valutazione al fair value non produce effetti significativi.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

16 ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Imposte sul reddito anticipate IRES	2.972	804
Imposte sul reddito differite IRES	(468)	(125)
Imposte sul reddito anticipate IRAP	162	42
Imposte sul reddito differite IRAP	(74)	(3)
Imposte sul reddito anticipate estere	25	19
Imposte sul reddito differite estere	(23)	(17)
Totale Eni SpA	2.594	720
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	90	94
	2.684	814

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato le attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2021	Incrementi	Decrementi	Delta aliquota	Operazioni straordinarie	Altre variazioni	Valore al 31.12.2022
Imposte differite:							
- differenze su attività materiali ed immateriali	(45)		12				(33)
- differenze su derivati						(415)	(415)
- altre	(100)	(69)	52				(117)
	(145)	(69)	64			(415)	(565)
Imposte anticipate:							
- differenze su derivati	216					(216)	
- fondi per rischi ed oneri	1.175	746	(266)			(3)	1.652
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	1.067	165	(133)			(3)	1.096
- differenze su attività materiali ed immateriali	297	18	(29)			(18)	268
- svalutazione crediti	93	11	(16)				88
- fondi per benefici ai dipendenti	98	26	(33)				91
- perdita fiscale	2.685		(223)				2.462
- altre	119	160	(90)			15	204
	5.750	1.126	(790)			(225)	5.861
- valutazione anticipate	(4.885)		2.183				(2.702)
	865	1.126	1.393			(225)	3.159
Totale Eni SpA	720	1.057	1.457			(640)	2.594
Imposte anticipate joint operation	99		(1)				98
Imposte differite joint operation	(5)		(3)				(8)
Totale joint operation	94		(4)				90
	814	1.057	1.453			(640)	2.684

Le imposte anticipate nette di Eni SpA di €2.594 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale e di long term coerenti con i processi di impairment.

17 DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Debiti commerciali	11.682	8.770
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	35	48
Debiti per attività di investimento	237	210
Debiti verso altri	426	493
	12.380	9.521

I debiti commerciali di €11.682 milioni riguardano debiti verso fornitori (€5.326 milioni), debiti verso imprese controllate (€6.134 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€222 milioni).

I debiti verso altri di €426 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€183 milioni); (ii) debiti verso fornitori gas relativi agli importi da pagare a fronte dell'attivazione della clausola take-or-pay (€90 milioni); (iii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€9 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

18 PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

	31.12.2022				31.12.2021			
	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
(€ milioni)								
Banche	1.974	767	1.507	4.248	115	274	4.334	4.723
Obbligazioni ordinarie		2.114	13.548	15.662		880	15.289	16.169
Sustainability-Linked Bond		2	996	998		2	996	998
Obbligazioni convertibili						399		399
Altri finanziatori	12.148		3	12.151	5.751			5.751
	14.122	2.883	16.054	33.059	5.866	1.555	20.619	28.040

Eni ha sottoscritto, con primari istituti bancari, contratti finanziari sostenibili per un ammontare complessivo di €11.528 milioni legati al raggiungimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite così composti: (i) linee di credito committed sustainability-linked per €8.100 milioni; (ii) finanziamenti per €1.300 milioni; (iii) derivati per la copertura del rischio tasso per €1.128 milioni; (iv) bond per €1.000 milioni. Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa banca. Al 31 dicembre 2022 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano a €862 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2022 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.200	15	1.215	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	29	1.029	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	15	1.015	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	11	1.011	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	3	1.003	EUR	2030	0,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	3	1.003	EUR	2026	1,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	10	1.010	EUR	2031	2,000
- Euro Medium Term Notes	900		900	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	2	802	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	11	761	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	750	8	758	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	650	4	654	EUR	2025	1,000
- Euro Medium Term Notes	600	(2)	598	EUR	2028	1,125
- Euro Medium Term Notes	750	(3)	747	EUR	2034	1,000
- Bond US	937	10	947	USD	2023	4,000
- Bond US	937	5	942	USD	2028	4,750
- Bond US	328	1	329	USD	2040	5,700
- Bond US	937	1	938	USD	2029	4,250
	15.539	123	15.662			
Sustainability-Linked Bond	1.000	(2)	998	EUR	2028	0,375

Nell'ambito del programma di Euro Medium-Term Notes, Eni ha emesso nel 2021 sustainability-linked bond per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità che riguardano: (i) il raggiungimento di capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025; (ii) net Carbon Footprint upstream (emissioni GHG Scope 1 + Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti entro il 2024. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.723 milioni.

Le passività finanziarie verso altri finanziatori di €12.151 milioni comprendono essenzialmente i rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo presso Eni SpA, in particolare con Eni Finance International SA (€5.308 milioni), Eni Global Energy Markets SpA (€2.450 milioni), Eni Rewind SpA (€2.034 milioni), Eni Trade & Biofuels SpA (€359 milioni), Eni Fuel SpA (€352 milioni), Floaters SpA (€334 milioni), LNG Shipping SpA (€301 milioni), Eni Plenitude S.p.A. Società Benefit (€208 milioni). Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2022 prevedono l'applicazione di un tasso nullo per i conti correnti; per i depositi in euro viene applicato un tasso positivo pari allo 0,622%, un tasso positivo di 3,318% per i depositi in sterline e un tasso positivo di 4,291% per i depositi in dollari.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento:

(€ milioni)	31.12.2022		31.12.2021	
	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)
Euro	15.782	1,78	19.204	1,40
Dollaro USA	3.155	4,48	2.970	4,48
	18.937		22.174	

Al 31 dicembre 2022, Eni dispone di linee di credito sustainability-Linked a lungo termine committed per €8.100 milioni (€5.000 milioni al 31 dicembre 2021), comprensivi delle quote a breve termine (€300 milioni), tutte non utilizzate. Questi contratti prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità.

Al 31 dicembre 2022 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €17.500 milioni e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Obbligazioni ordinarie	14.516	19.059
Obbligazioni convertibili		513
Sustainability-Linked Bond	826	1.050
Banche	2.157	4.640
Altri finanziatori	1	
	17.500	25.262

Per i prestiti obbligazionari, il fair value è determinato utilizzando le quotazioni di mercato ed è, pertanto, categorizzato nel livello 1 della relativa gerarchia.

Il fair value dei finanziamenti verso banca è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra il 1,84% e il 3,25% (tra il -0,57% e il 0,40% al 31 dicembre 2021) e per il dollaro USA compresi tra lo 0,30% e 5,12% (tra lo 0,21% e l'1,71% al 31 dicembre 2021). La gerarchia del fair value è di livello 2.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – “Rapporti con parti correlate”.

19 VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti dall'attività di finanziamento, che evidenzia le variazioni di tali passività:

(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quota a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale indebitamento finanziario lordo
Valore al 31.12.2021	5.866	22.174	2.322	30.362
Variazioni monetarie	8.287	(3.437)	(390)	4.460
Differenze cambio da conversione e da allineamento	(41)	72		31
Altre variazioni non monetarie	10	128	328	466
Valore al 31.12.2022	14.122	18.937	2.260	35.319

Le altre variazioni comprendono gli incrementi delle passività per leasing connessi con le nuove attivazioni di contratti e la revisione dei precedenti.

20 ANALISI DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
A. Disponibilità liquide	1.011	1.310
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	6.617	5.320
C. Altre attività finanziarie correnti	11.357	10.047
D. Liquidità (A+B+C)	18.985	16.677
E. Debito finanziario corrente	16.238	7.147
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	1.140	657
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	17.378	7.804
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(1.607)	(8.873)
I. Debito finanziario non corrente	3.397	6.273
J. Strumenti di debito	14.544	16.285
K. Debiti commerciali e altri debiti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	17.941	22.558
M. Totale Indebitamento finanziario (H+L)	16.334	13.685

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €42 milioni soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico commentate alla nota n. 6 – Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico; (ii) i crediti finanziari non strumentali all'attività operativa commentati alla nota n. 15 – Altre attività finanziarie.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 18 – Passività finanziarie.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €373 milioni e €1.887 milioni (rispettivamente €383 milioni e €1.939 milioni al 31 dicembre 2021).

21 FONDI PER RISCHI E ONERI

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo oneri per contratti onerosi	Fondo rischi per contenziosi	Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	Altri fondi per rischi ed oneri	Totale
Valore al 31.12.2021	3.137	679	431	133	131	481	4.992
Rilevazione iniziale e variazioni di stima	127						127
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	44						44
Accantonamenti	334	459		491	7	211	1.502
Utilizzi a fronte oneri	(137)	(180)	(310)	(1)		(42)	(670)
Utilizzi per esuberanza	(5)	(22)	(67)	(6)		(12)	(112)
Altre variazioni	(9)		4			(217)	(222)
Valore al 31.12.2022	3.491	936	58	617	138	421	5.661

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €3.491 milioni accoglie: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€2.435 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 2,37% e il 2,46%; il periodo previsto degli esborsi è 2023-2065; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con le autorità regionali (€680 milioni); (iii) la stima dei costi di decommissioning di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie di raffinazione (€376 milioni).

Il fondo rischi e oneri ambientali di €936 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€476 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€162 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€110 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€56 milioni), negli impianti di raffinazione (€14 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali, compresi gli oneri per la bonifica delle acque di falda, connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€90 milioni); (v) gli oneri ambientali riferibili ad altri siti non operativi (€26 milioni).

Il fondo per contratti onerosi di €58 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo rischi per contenziosi di €617 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €138 milioni si riferisce agli oneri, differenti da quelli ambientali rilevati nel fondo rischi e oneri ambientali, a fronte di garanzie rilasciate ad Eni Rewind SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Gli altri fondi di €421 milioni comprendono: (i) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria per imposte indirette (€93 milioni); (ii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita, di lungo termine e azionaria (€32 milioni); (iii) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€15 milioni).

22 FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Piani a benefici definiti:		
- TFR	102	133
- Piani esteri a benefici definiti	1	2
- Fisce e altri	72	94
	175	229
Altri fondi per benefici ai dipendenti	166	164
	341	393

L'ammontare delle passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €166 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €91 milioni, il contratto di espansione per €62 milioni e i premi di anzianità per €13 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

	31.12.2022						31.12.2021					
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisce e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisce e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	133	23	94	250	164	414	159	23	97	279	117	396
Costo corrente		1	2	3	33	36		1	2	3	34	37
Interessi passivi	1		1	2		2						
Rivalutazioni:	(13)	(1)	(21)	(35)	(7)	(42)	(1)	1	(1)	(1)	(2)	(3)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche							(1)		(3)	(4)		(4)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(17)	(4)	(22)		(7)	(7)	(1)		3	2	2	4
- Effetto dell'esperienza passata	4	3	1	8		8	1	1	(1)	1	(4)	(3)
Costo per prestazioni passate					45	45					77	77
Benefici pagati	(20)		(4)	(24)	(50)	(74)	(25)	(2)	(4)	(31)	(20)	(51)
Altre variazioni	1			1	(19)	(18)					(42)	(42)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	102	23	72	197	166	363	133	23	94	250	164	414
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		22		22		22		21		21		21
Rendimento delle attività a servizio del piano								2		2		2
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		1		1		1		1		1		1
Benefici pagati								(2)		(2)		(2)
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		23		23		23		22		22		22
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio		1		1		1		1		1		1
Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa												
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)		1		1		1		1		1		1
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	102	1	72	175	166	341	133	2	94	229	164	393

Le altre variazioni comprendono la quota dei piani a lungo termine giunti a maturazione e del contratto di espansione la cui erogazione è differita al 2023.

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2022						
Costo corrente		1	2	3	33	36
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					45	45
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	1		1	2		2
Totale interessi passivi (attivi) netti	1		1	2		2
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	1		1	2		2
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(7)	(7)
Totale	1	1	3	5	71	76
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		1	2	3	71	74
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	1		1	2		2
2021						
Costo corrente		1	2	3	34	37
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					77	77
Totale interessi passivi (attivi) netti				-	-	-
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(2)	(2)
Altri costi						
Totale	1	2	3	109	112	112
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		1	2	3	109	112
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"						

Le variazioni dei piani a benefici definiti rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

	2022				2021			
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche					(1)		(3)	(4)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(17)	(4)	(22)	(43)	(1)		3	2
- Effetto dell'esperienza passata	4	3	1	8	1	1	(1)	1
- Rendimento delle attività a servizio del piano						(2)		(2)
	(13)	(1)	(21)	(35)	(1)	(1)	(1)	(3)

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Attività a servizio del piano:		
- con prezzi quotati in mercati attivi	23	22
	23	22

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2022					
Tassi di sconto	(%)	3,7	3,5	3,7	3,4 - 3,7
Tasso di inflazione	(%)	2,4	1,9	2,4	2,4
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	
2021					
Tassi di sconto	(%)	1,0	0,9	1,0	0,0 - 1,0
Tasso di inflazione	(%)	1,8	1,5	1,8	1,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

	Tasso di sconto		Tasso di inflazione	Tasso tendenziale di crescita dei salari	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%	Incremento dello 0,5%
(€ milioni)					
31.12.2022					
Effetto sull'obbligazione (DBO):					
TFR	(3)	3	2		
Piani esteri a benefici definiti	(...)	(...)	(...)	(...)	
Fisde e altri	(4)	4			4
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(1)	1	(...)		
31.12.2021					
Effetto sull'obbligazione (DBO):					
TFR	(4)	5	3		
Piani esteri a benefici definiti	...	...	...	...	
Fisde e altri	(6)	7			7
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(3)	1	1		

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €65 milioni, di cui €13 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2022				
2023	9	...	4	52
2024	8	...	4	51
2025	9	...	4	46
2026	10	...	4	11
2027	9	...	4	4
Oltre il 2027	57	...	52	9
Durata media ponderata	anni 6,7	10,0	12,3	2,3
31.12.2021				
2022	11	...	6	48
2023	10	...	4	49
2024	12	...	4	42
2025	13	...	4	10
2026	13	...	4	4
Oltre il 2026	74	...	72	8
Durata media ponderata	anni 7,1	6,0	14,7	2,6

23 STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

(€ milioni)	31.12.2022		31.12.2021	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su valute</i>				
- Currency swap	112	136	127	40
- Outright	28	22	17	14
- Interest currency swap	134	144	37	32
	274	302	181	86
<i>Contratti su interessi</i>				
- Interest rate swap	117	96	53	53
	117	96	53	53
<i>Contratti su merci</i>				
- Over the counter	13.854	13.155	13.879	15.787
- Future	9	6	5	3
- Opzioni vendute	2			
- Opzioni acquistate		2		
- Altri		80		55
	13.865	13.243	13.884	15.845
	14.256	13.641	14.118	15.984
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	1.093	770	391	1.102
	1.093	770	391	1.102
Totale contratti derivati	15.349	14.411	14.509	17.086
Di cui:				
- correnti	12.768	12.489	12.603	15.220
- non correnti	2.581	1.922	1.906	1.866

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Per ulteriori informazioni sulle valutazioni al fair value, si rinvia alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

	31.12.2022			31.12.2021		
	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
(€ milioni)						
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci	3.347	(2.021)	(185)	(2.441)	(1.320)	102

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

	31.12.2022			31.12.2021		
	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficienza delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficienza delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
(€ milioni)						
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	1.890	1.435	(4.250)	400	(748)	(529)

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base, dei tassi di interesse e di cambio. Per la gestione di tali rischi, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity).

Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti; le relazioni di copertura sono discontinue in presenza di modifiche delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura.

La variazione del fair value degli strumenti derivati di copertura rilevata nella riserva cash flow è indicata alla nota n. 25 – Patrimonio netto. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota 26 – Garanzie, impegni e rischi.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.723 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €107 milioni nel corso del 2022) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.684 milioni).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

EFFETTI RILEVATI NEGLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

(€ milioni)	2022	2021
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	(6.140)	(2.380)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(185)	102
	(6.325)	(2.278)

Gli altri oneri operativi netti di €6.325 milioni (oneri operativi netti di €2.278 milioni nel 2021) riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting.

EFFETTI RILEVATI NEI PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2022	2021
Strumenti finanziari derivati su valute	217	(194)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	17	(7)
	234	(201)

Gli strumenti finanziari su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio implicito nella formula di prezzo delle commodity.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – “Rapporti con parti correlate”.

24 ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA

Le attività destinate alla vendita di €82 milioni (€3 milioni nel 2021) si riferiscono principalmente: (i) alla partecipazione in SeaCorridor S.r.l. (ex Eni Corridor Srl) per €66 milioni, la società detiene le partecipazioni operanti sui due gruppi di gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia. In data 10 gennaio 2023, si è perfezionata la cessione a Snam del 49,9% della società; (ii) cessione dell'intera partecipazione Servizio Fondo Bombole metano SpA (€14 milioni) ad Acquirente Unico S.p.A. il cui corrispettivo pari a €14,6 milioni è stato incassato a dicembre 2022. L'acquirente ha la piena proprietà e disponibilità delle azioni dal 1° gennaio 2023.

25 PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(2.937)	(958)
Riserva azioni proprie in portafoglio	2.937	958
Altre riserve di capitale:	9.629	10.368
<i>Riserve di rivalutazione:</i>	9.188	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	7.439	9.839
- Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 cc	1.661	
- Legge n. 448/2001	43	43
<i>Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993</i>	378	378
<i>Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986</i>	63	63
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	1.020	(531)
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(8)	(11)
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(32)	(56)
Riserva IFRS 10 e 11	(114)	(2)
Altre riserve:	26.658	23.632
<i>Riserve di utili :</i>	26.631	23.610
- <i>Riserva disponibile</i>	25.489	22.468
- <i>Riserva da avanzo di fusione</i>	636	636
- <i>Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986</i>	412	412
- <i>Riserva art. 14 Legge n. 342/2000</i>	74	74
- <i>Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983</i>	19	19
- <i>Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993</i>	1	1
<i>Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario</i>	27	22
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
Acconto sui dividendi		
Utile dell'esercizio	5.403	7.675
	52.520	51.039

CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2022, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.571.487.977 azioni ordinarie. La distribuzione per azionario è articolata come segue: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,41%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 26,21%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 226.097.834 azioni, pari al 6,33%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.251.658.528 azioni, pari al 63,05%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: (a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, (b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, (c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, (d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

RISERVA LEGALE

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale

sociale"). La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

AZIONI PROPRIE ACQUISTATE

Al 31 dicembre 2022, le azioni proprie acquistate ammontano a €2.937 milioni (€958 milioni al 31 dicembre 2021), e sono rappresentate da n. 226.097.834 azioni ordinarie. L'Assemblea, nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020, ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. Nell'esercizio 2022, sono state acquistate n. 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo di €2.400 milioni, sono state cancellate n. 34.106.871 azioni proprie per un controvalore complessivo di €400 milioni e sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo Eni n. 1.183.552 azioni proprie per un controvalore complessivo di €21 milioni, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di incentivazione di lungo termine 2017-2019".

RISERVA AZIONI PROPRIE IN PORTAFOGLIO

La riserva azioni proprie in portafoglio di €2.937 milioni (€958 milioni al 31 dicembre 2021) è a fronte del valore di iscrizione n. 226.097.834 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre 2022 in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili. La riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio.

ALTRE RISERVE DI CAPITALE

Le altre riserve di capitale di €9.629 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.188 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES. L'Assemblea dell'11 maggio 2022 ha deliberato la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2022, stabilito in €0,88 per azione da regolarsi in 4 tranches di pari importo (a settembre, novembre, marzo, maggio). Inoltre, l'Assemblea ha approvato, per l'attuazione della Politica di Remunerazione, la riduzione - con le modalità e nei termini di cui all'art. 2445 del codice civile così come richiamato dall'art. 13 della Legge n. 342/2000 - della "Riserva di rivalutazione Legge n. 342/2000" per €2.400 milioni. Il CdA di Eni del 27 ottobre 2022, verificata la sussistenza delle condizioni di legge ai fini della distribuzione, ne ha approvato l'utilizzo ai fini della distribuzione della seconda tranche per €739 milioni; pertanto, la riserva di rivalutazione ex L. 342/2000, per la quale sono state esperite le modalità previste dall'art. 2445 cc, al 31 dicembre 2022 residua in €1.661 milioni di euro.
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";
- riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi n. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

RISERVA FAIR VALUE STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI CASH FLOW HEDGE AL NETTO DELL'EFFETTO FISCALE

La riserva positiva di €1.020 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Global Gas & LNG Portfolio al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

(€ milioni)	Derivati di copertura Cash flow hedge		
	Riserva lorda	Effetto Fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2021	(748)	217	(531)
Variazione dell'esercizio	(2.021)	585	(1.436)
Rigiro a conto economico	4.250	(1.230)	3.020
Rigiro a rettifica Rimanenze	(46)	13	(33)
Riserva al 31 dicembre 2022	1.435	(415)	1.020

RISERVA FAIR VALUE PARTECIPAZIONI MINORITARIE

La riserva fair value partecipazioni minoritarie, negativa per €8 milioni, riguarda essenzialmente la valutazione del fair value della partecipazione in BANCA UBAE SPA.

RISERVA VALUTAZIONE DI PIANI A BENEFICI DEFINITI PER I DIPENDENTI AL NETTO DELL'EFFETTO FISCALE

La riserva valutazione di piani a benefici definiti, negativa di €32 milioni, riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

RISERVA IFRS 10 E 11

La riserva negativa di €114 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 che hanno comportato il consolidamento proporzionale delle società controllate congiuntamente classificate come joint operation. La riserva pertanto deriva dal processo di consolidamento proporzionale della partecipazione in Raffineria di Milazzo Scarl e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore delle partecipazioni classificate come joint operation, oggetto di eliminazione nel processo di consolidamento, e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata.

ALTRE RISERVE

Le altre riserve di €26.658 milioni riguardano:

le riserve di utili per €26.631 milioni:

- riserva disponibile: € 25.489 milioni, si incrementa di € 3.021 milioni per effetto dell'attribuzione dell'utile 2021 (€6.265 milioni), in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 11 maggio 2022. La riserva inoltre si decrementa principalmente per effetto: (i) della distribuzione agli azionisti della prima tranche del dividendo dell'esercizio 2022 di €0,22 per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 28 luglio 2022 (€761 milioni). L'Assemblea dell'11 maggio ha deliberato la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA, ivi inclusa la riserva di rivalutazione ex L. 342/2000, a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2022, stabilito in €0,88 per azione da regolarsi in 4 tranches di pari importo (a settembre, novembre, marzo, maggio) e ha deliberato altresì la delega al Consiglio di Amministrazione a dare attuazione alle deliberazioni di cui sopra, accertando di volta in volta l'insussistenza di ragioni ostative ai fini della distribuzione avuto riguardo al complessivo contesto di riferimento in cui opera la Società nonché alla situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società e del Gruppo Eni risultante dai dati contabili e dalle previsioni per l'intero esercizio; (ii) dell'imputazione a specifica riserva indisponibile a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati per pari importi vincolati fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio (€2.400 milioni).

- riserva da avanzo di fusione: €636 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più Spa, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni) e ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include inoltre l'effetto della riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Nel luglio 2012 la riserva, che traeva origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

La riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario: €27 milioni. Accoglie gli effetti dei piani di incentivazione di lungo termine azionario 2017-2019 e 2020-2022 approvati dalle Assemblee degli azionisti nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€17 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€10 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate.

OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi.

Le caratteristiche principali delle obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima

data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base partire dal 13 ottobre 2049; (iii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 6 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 2,000% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2027. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 220,4 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2032 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2047; (iv) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 99,607% e una cedola annua del 2,750% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 277,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2035 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2050.

Di seguito la classificazione del patrimonio netto in relazione alla possibilità di utilizzazione:

(€ milioni)	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile per la distribuzione ai soci
Capitale sociale	4.005		
Riserva legale	959	B	
Riserve di capitale	9.629		9.629
Riserva di rivalutazione - Legge n. 576/1975	1	A,B,C	1
Riserva di rivalutazione - Legge n. 72/1983	3	A,B,C	3
Riserva di rivalutazione - Legge n. 408/1990	2	A,B,C	2
Riserva di rivalutazione - Legge n. 413/1991	39	A,B,C	39
Riserva di rivalutazione - Legge n. 342/2000*	7.439	A,B,C	7.439
Riserva di rivalutazione - Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 cc	1.661	A,B,C	1.661
Riserva di rivalutazione - Legge n. 448/2001	43	A,B,C	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	A,B,C	378
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	63	A,B,C	63
Altre riserve	27.524		
Riserve di utili :	26.631		26.631
- Riserva disponibile	25.489	A,B,C	25.489
- Riserva da avanzo di fusione	636	A,B,C	636
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	A,B,C	412
- Riserva art.14 Legge n. 342/2000	74	A,B,C	74
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	A,B,C	19
- Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993	1	A,B,C	1
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario	27	B	
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	1.020	-	
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(8)		
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(32)		
Riserva IFRS 10 e 11	(114)	-	
Riserva azioni proprie in portafoglio	(2.937)	-	
Azioni proprie acquistate	2.937	-	
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	-	
Utile dell'esercizio	5.403		
	52.520		

Legenda : A) disponibile per aumento capitale; B) disponibile per copertura perdite; C) disponibile per distribuzione ai soci

* la distribuzione ai soci presuppone l'osservanza delle disposizioni dei commi secondo e terzo dell'articolo 2445 del codice civile.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa € 0,81 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a € 0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a € 30,98 miliardi.

26 GARANZIE, IMPEGNI E RISCHI

GARANZIE

Le garanzie di 122.281 milioni (€116.773 milioni al 31 dicembre 2021) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Imprese controllate	116.726	115.221
Imprese collegate e joint venture	4.024	589
Proprio	1.420	858
Altri	111	105
Totale	122.281	116.773

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate di € 116.726 milioni comprendono:

- per € 51.529 milioni le garanzie prestate nell'ambito della transazione con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) e della concessione in fase di sviluppo di Ghasha (Eni 25%) della durata di quarant'anni, nonché dei 3 blocchi esplorativi offshore. Le garanzie rilasciate dell'ammontare massimo rispettivamente di €4.684 milioni (\$5.000 milioni), di €9.369 milioni (\$10.000 milioni) e di €23.422 milioni (\$25.000 milioni) sono a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai Concession Agreements tra cui in particolare il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione/mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. Le tre garanzie di €14.054 milioni complessivi (\$15.000 milioni) sono a fronte degli impegni contrattuali assunti per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi riferito principalmente a Eni Abu Dhabi BV in relazione all'ingresso nei permessi esplorativi dei Blocchi 1, 2 e 3. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €20.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Euro Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2022 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €2.435 milioni;
- per €21.267 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 ammonta a €9.699 milioni;
- per €10.007 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a loro volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Refining & Marketing (€5.078 milioni), Global Gas & LNG Portfolio (€2.607 milioni), Plenitude & Power (€1.420 milioni), Altre attività (€513 milioni), Corporate e società finanziarie (€256 milioni), Chimica (€133 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper. Al 31 dicembre 2022 l'impegno effettivo è di €34 milioni;
- per €3.748 milioni la garanzia rilasciata a fronte dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della Joint venture Adnoc Global Trading LTD dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi; la garanzia rilasciata in data 31 luglio 2019 a favore delle società Adnoc, Abu Dhabi Refining Oil Company, Adnoc Global Trading Lt a garanzia degli obblighi previsti negli Shareholders Agreement delle società rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria;

- per €1.874 milioni le garanzie rilasciate a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA/Eni Finance International a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2022 l'impegno effettivo è nullo;
- per €1.820 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla erogazione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 ammonta a €1.677 milioni;
- per €1.312 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. Nell'ambito di tale progetto nel corso del 2018 è cessato l'impegno contrattuale nei confronti della società Gulf LNG Energy Llc (GLE), Gulf LNG Pipeline Llc (GLP) per la fornitura di servizi di importazione e rigassificazione long-term (fino al 2031) di GNL sulla base del contratto "Terminal Use Agreement" (TUA) (stipulato in data 8 dicembre 2007 tra Eni USA da una parte e GLE e GLP dall'altra) dell'ammontare di €948 milioni al 31 dicembre 2017 (undiscounted), in forza di un lodo arbitrale che tra l'altro dichiarava il TUA risolto a far data dal 1° marzo 2016, e di fatto il riconoscimento alla controparte di un compenso equitativo netto di €324 milioni, rilevato nel conto economico 2020. Nonostante la pronuncia del Tribunale arbitrale che dichiarava risolto il TUA, GLE e GLP hanno presentato un ricorso presso la Corte Suprema di New York contro Eni SpA per l'escussione della parent compay guarantee (in base alla quale Eni SpA garantiva il pagamento di determinate commissioni da parte Eni USA ai sensi del TUA), nello specifico, sostenendo che Eni SpA dovrebbe continuare a pagare tali commissioni, nonostante il TUA sia stato risolto nel 2016, per un ammontare massimo di €757 milioni. Eni SpA ritiene che le contestazioni di GLE e GLP siano prive di fondamento e si sta opponendo alle stesse in fase di giudizio;
- per €583 milioni le garanzie prestate a fronte di impegni di bonifica ambientale;
- per €290 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente a fronte del pagamento delle accise e di rimborsi IVA;
- per €205 milioni le garanzie prestate agli enti previdenziali in virtù della validazione di accordi di incentivazione all'esodo dei lavoratori prossimi al trattamento di pensione.
- per €90 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti da Versalis France SAS come partecipante al consorzio Exceltium, costituito da alcune delle principali realtà industriali energivore francesi per assicurare ai consorziati l'approvvigionamento di energia elettrica a costi competitivi nel lungo termine. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €4.024 milioni riguardano:

- per €3.164 milioni le garanzie rilasciate ad Azule Energy Angola SpA a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 ammonta a € 1.892 milioni;
- per €278 milioni a garanzia degli impegni assunti dalla Vår Energi AS (società derivante dall'operazione di fusione che ha interessato la ex Eni Norge AS), come shipper in un contratto di trasporto del gas. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €190 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €277 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi a fronte degli impegni contrattuali assunti, in quota con i partner, principalmente per iniziative in Angola e l'assunzione di impegni di investimento in attività rinnovabili. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €106 milioni, le garanzie prestate a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a società non controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €9 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi essenzialmente al Gruppo Saipem e rilasciate

antecedentemente alla perdita di controllo della Saipem avvenuta nel 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €1.420 milioni riguardano le manleve a favore di banche a fronte delle garanzie da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale.

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Impegni	21	126
Rischi	941	674
	962	800

Gli impegni di €21 milioni riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal contributo alla regione Sicilia per il porto di Gela (€16 milioni), dalla riqualificazione territoriale del Comune di Taranto (€4 milioni), dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultima fattispecie al 31 dicembre 2022 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €1 milione (€0,61 milioni in quota Eni).

I rischi di €941 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. In data 6 giugno 2018 è stato formalizzato il secondo Atto Integrativo che ha esteso l'impegno di Eni a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona anche alla tratta Brescia Est-Verona. I suddetti Atti Integrativi vedono impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità due. A tutela della garanzia prestata e come previsto dal Regolamento del Consorzio, i consorziati hanno rilasciato in favore di Eni adeguate manleve e garanzie. In data 7 aprile 2021 la tratta Treviglio-Brescia è stata favorevolmente collaudata e rimangono da eseguire delle attività residuali incluse nell'Atto di Sottomissione sottoscritto in data 28 gennaio 2020 che, al 31 dicembre 2022 ammontano a €8,5 milioni. Relativamente alla Tratta Brescia Est-Verona nel corso del 2022 si è registrato un avanzamento della costruzione pari al 39,66% sulla base del quale è stato possibile scaricare parzialmente (20%) la garanzia di buona e tempestiva esecuzione rilasciata da Cepav Due nei confronti di RFI con conseguente scarico delle obbligazioni assunte da Eni nei confronti di RFI;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;

- le garanzie rilasciate a favore di Eni Rewind SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di Everen Limited (ex Oil Insurance Limited);
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA – 100% Eni Rewind SpA). Dal 31 dicembre 2018 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta valutando al contempo eventuali possibilità di riutilizzo dell'asset;
- gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste;
- gli impegni con il Ministerio de Hacienda de la Republica Argentina derivanti dalla concessione esplorativa entro il perimetro dell'area Blocco 124 – Ronda Cosa Afuera nei limiti della quota di partecipazione della controllata Eni nel Consorzio;
- in data 5 febbraio 2021 era stato stipulato da EniServizi SpA per conto di Eni SpA un addendum al contratto di locazione di immobile da costruire, sottoscritto tra Eni e la Società di gestione del fondo di investimento immobiliare proprietario del nuovo complesso in corso di costruzione in San Donato Milanese (la Proprietà) prevedendosi, fra l'altro, la posticipazione della data di consegna dell'immobile dal 28 luglio 2020 al 31 dicembre 2021. Al 31 dicembre 2022 il complesso immobiliare non era ancora nella disponibilità dell'Eni, la quale ha applicato alla Proprietà penali per ritardata consegna pari a circa €18 milioni, così come previste dal contratto di locazione e assistite da fidejussione a prima richiesta. La Proprietà asserisce che la ritarda consegna dipende da fattori non interamente riconducibili alla stessa: (i) gli effetti della crisi pandemica; (ii) presunti difetti rilevati in relazione a lavori propedeutici alla cessione dell'area; (iii) presunti vizi progettuali. Anche sulla base di tali doglianze, la Proprietà ha manifestato l'intenzione di non riconoscere le penali chieste da Eni, nonché di richiedere a EniServizi e/o Eni una parte dei claim avanzati dall'appaltatore nei confronti della Proprietà medesima. Eni ed EniServizi, ribadendo la loro estraneità rispetto ai rapporti contrattuali intercorrenti tra la Proprietà e il suo appaltatore, sostengono che i ritardi di cui i punti (i) e (ii) sono stati oggetto di transazione nel citato accordo del 5 febbraio 2021 che li considerava nella nuova data di consegna del 31 dicembre 2021. Per quanto riguarda i presunti vizi progettuali di cui al punto (iii), la Proprietà in sede di contratto di acquisto dell'area dichiarò di aver accettato il progetto senza alcuna riserva né eccezione, assumendosi comunque ogni conseguente rischio e responsabilità, nonché accettando espressamente di non avere titolo a qualsivoglia maggiore pagamento, indennizzo o proroga di termini in dipendenza del contenuto del progetto o di errori, omissioni o altri difetti del progetto. Quanto precede costituisce oggetto di comunicazioni stragiudiziali intercorse tra le parti, non essendo stato instaurato, ad oggi, alcun contenzioso. Al momento, dunque, non si conoscono quali potrebbero essere "petitum", "causa petendi" e allegazioni probatorie di un'eventuale azione giudiziale da promuoversi a cura della controparte.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:

- il ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI⁴

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

RISCHIO DI MERCATO

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società Eni italiane e non italiane, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets assicurano la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA, Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets (anche per tramite della consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario la cui attività è svolta da Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets ed è segregata rispetto alle altre operatività soggetta a specifiche azioni di controllo e monitoraggio.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di: (i) stop loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale; (ii) soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e (iii) Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione

⁴ Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia a quanto indicato nei "Fattori di rischio e incertezza" della relazione sulla gestione del bilancio consolidato.

utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di soglie di revisione strategia, e di stop loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentrano le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo). L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO MERCATO - TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per

quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

RISCHIO MERCATO – COMMODITY

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), il margine derivante dal processo di trasformazione della chimica, il margine di raffinazione e gli stoccaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni è costituita dalle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali (esposizioni contracted) di norma afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget, le componenti non ancora contrattualizzate ma che lo saranno con ragionevole certezza (esposizione committed) e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, soglie di revisione strategia e stop loss). All'interno delle esposizioni commerciali sono ricomprese, in particolare, le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità ed effettuate a prescindere dalle esposizioni del portafoglio commerciale, dagli asset fisici e contrattuali nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss).

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management previa autorizzazione da parte del CdA. Sempre previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" e preservare i risultati economici/finanziari. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati regolati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

RISCHIO MERCATO - LIQUIDITÀ STRATEGICA

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), stop loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per Portafoglio espresso in USD.

Al 31 dicembre 2022 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A-in lieve miglioramento rispetto a quello di fine 2021.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2022 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2021) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica, è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse:

(Value at risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	5,78	1,70	2,97	1,77	4,90	0,89	1,85	2,70
Tasso di cambio ^(a)	0,78	0,00	0,14	0,24	0,14	0,04	0,09	0,04

^(a) I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(€ milioni)	2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(b)	773,44	25,36	242,41	25,36	33,06	0,70	17,93	0,70

^(b) Il perimetro consiste nelle unità di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing e Green\Traditional Refining&Marketing. Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti gli strumenti finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GPP, Power G&M e GTR&M nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(€ milioni)	2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica - portafoglio euro ^(a)	0,30	0,16	0,23	0,16	0,40	0,29	0,33	0,30

^(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(\$ milioni)	2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica - portafoglio USD ^(b)	0,13	0,04	0,08	0,04	0,14	0,05	0,11	0,13

^(b) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nell'agosto 2017.

RISCHIO CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentrata prescelto.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'Expected Loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. Ratio di Expected Loss) i valori della Probability of Default e della capacità di recupero (complemento della Loss Given Default) avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla società, sistematicamente aggiornati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets (EGEM) e da Eni Trade & Biofuels (ETB) ed ETS Inc. per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale.

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse finanziarie prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa ai programmi di sviluppo dell'azienda. A tal fine, Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine ed alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento più che adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, ad un'ampia gamma di tipologie di finanziamento.

A fronte dell'accresciuta volatilità dei mercati delle commodity e del connesso maggior impegno finanziario legato alla marginazione dei derivati in commodity, Eni ha rafforzato ulteriormente la propria flessibilità finanziaria tramite l'attivazione di nuove linee di finanziamento. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2022 il programma risulta utilizzato per circa €15,8 miliardi (di cui Eni SpA per €13,4 miliardi). Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Negative per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2022 Moody's ha rivisto l'outlook di Eni da Stabile a Negativo in virtù del peggioramento dell'outlook italiano.

Nel corso del 2022 Eni ha rinegoziato ed ampliato il proprio portafoglio di linee di credito committed tramite la stipulazione di una linea di credito sindacata con un pool di banche per un ammontare di €6 miliardi, al 31 dicembre 2022 il valore complessivo delle linee di credito committed disponibili è pari a €8,1 miliardi.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	
31.12.2022							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.697	2.265	2.082	2.301	808	8.658	18.811
Passività finanziarie a breve termine	14.122						14.122
Passività per beni in leasing	367	275	259	207	140	1.006	2.254
Passività per strumenti finanziari derivati	12.489	1.516	216	83	11	96	14.411
	29.675	4.056	2.557	2.591	959	9.760	49.598
Interessi su debiti finanziari	420	333	300	242	213	606	2.114
Interessi su passività per beni in leasing	92	82	71	62	55	274	636
	512	415	371	304	268	880	2.750
(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	
31.12.2021							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.369	4.211	2.184	2.072	2.991	9.235	22.062
Passività finanziarie a breve termine	5.866						5.866
Passività per beni in leasing	375	318	255	244	198	924	2.314
Passività per strumenti finanziari derivati	15.220	1.633	162	3	22	46	17.086
	22.830	6.162	2.601	2.319	3.211	10.205	47.328
Interessi su debiti finanziari	395	386	313	291	235	788	2.408
Interessi su passività per beni in leasing	67	57	48	41	33	118	364
	462	443	361	332	268	906	2.772

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2023	2024-2027	Oltre	
31.12.2022				
Debiti commerciali	11.682			11.682
Altri debiti e anticipi	698	36	65	799
	12.380	36	65	12.481
(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2022	2023-2026	Oltre	
31.12.2021				
Debiti commerciali	8.770			8.770
Altri debiti e anticipi	751	31	39	821
	9.521	31	39	9.591

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI⁹

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Global Gas & LNG Portfolio in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i

⁹ I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.

pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	
Costi di abbandono e ripristino siti ^(a)	142	192	142	113	260	3.333	4.182
Costi relativi a fondi ambientali	208	158	125	81	54	317	943
Impegni di acquisto ^(b)							
- Gas							
Take-or-pay	40.006	38.342	25.098	18.363	13.544	65.118	200.471
Ship-or-pay	1.080	644	510	344	208	359	3.145
Altri impegni, di cui:	1					20	21
Memorandum di intenti Val d'Agri	1						1
Altri						20	20
Totale	351	350	267	194	314	3.670	5.146

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quadriennio Eni SpA (comprensiva della joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €3,7 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

(€ milioni)	2023	2024	2025	2026	Oltre	Totale
Impegni per progetti committed	739	483	385	436	273	2.316

ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022			2021		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura ^(a)	615	(5.906)		(1.866)	(2.581)	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	323	(185)	2.230	(711)	102	(791)
- Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico ^(c)	7.815	(44)		5.855	11	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni minoritarie	14		3	11		1
- Altre imprese disponibili per la vendita	80			...		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	11.661	(13)		12.992	(27)	
- Crediti finanziari ^(c)	5.886	565		7.451	844	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(e)	(12.380)	(183)		(9.521)	(177)	
- Debiti finanziari ^(c)	(33.059)	(751)		(28.040)	(700)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €6.140 milioni di oneri (oneri per €2.380 milioni nel 2021) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €234 milioni di proventi (oneri per €201 milioni nel 2021).

(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi". Rileva inoltre che i reversal a conto economico sono rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni e costi diversi", oneri per €4.250 milioni nel 2021 (oneri per €529 milioni nel 2021).

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €76 milioni di oneri (oneri per €76 milioni nel 2021) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €63 milioni di proventi (proventi per €49 milioni nel 2021).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

INFORMAZIONI SULLE VALUTAZIONI AL FAIR VALUE

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- a) Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- b) Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- c) Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2022 di Eni SpA sono classificate:

(€ milioni)	2022			2021		
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività correnti:						
Altri strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico	4.313	3.502		5.303	552	
Strumenti finanziari derivati non di copertura	9	11.670		5	12.205	2
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		1.089			391	
Attività non correnti:						
Partecipazioni minoritarie			14			11
Strumenti finanziari derivati non di copertura		2.577			1.906	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		4				
Attività destinate alla vendita:						
- Partecipazioni disponibili per la vendita			80			...
Passività correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura	6	11.816		3	14.198	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		667			1.019	
Passività non correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		1.819			1.783	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		103			83	

Nel corso dell'esercizio 2022 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

CONTENZIOSI

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

REGOLAMENTAZIONE IN MATERIA AMBIENTALE

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2022, a fronte di 4,34 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 2,36 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,98 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato.

27 RICAVI

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2022	2021
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		
Gas naturale	34.364	15.339
Prodotti Petroliiferi	22.159	13.674
Energia elettrica e utility	9.499	3.883
GNL	5.509	3.196
Greggi	1.399	731
Gestione sviluppo sistemi informatici	115	109
Vettoriamento gas su tratte estere	53	46
Altre vendite e prestazioni	1.575	1.280
	74.673	38.258
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	6	(9)
	74.679	38.249

(€ milioni)	2022	2021
Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esisistenti all'inizio dell'esercizio ^(a)	99	81
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	(4)	30
	95	111

(a) Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota n. 10 - Altre attività e passività

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2022	2021
Accise su prodotti petroliferi	(6.051)	(8.501)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(2.190)	(1.820)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(940)	(449)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(188)	(272)
Ricavi operativi relativi a permutate greggi	(70)	(194)
	(9.439)	(11.236)

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2022	2021
Proventi per attività in joint venture	33	47
penalità contrattuali e altri proventi commerciali	66	31
Locazioni, affitti e noleggi	42	44
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	8	11
Altri proventi	393	341
	542	474

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

28 COSTI

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2022	2021
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	59.911	28.526
Costi per servizi	5.156	4.873
Costi per godimento di beni di terzi	640	312
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.369	357
Variazioni rimanenze	(1.895)	(1.613)
Altri oneri	954	672
	66.135	33.127

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2022	2021
Gas naturale	37.336	15.648
Materie prime, sussidiarie	14.383	7.802
Prodotti	7.117	4.375
Semilavorati	621	497
Materiali e materie di consumo	626	416
a dedurre:		
Acquisti per investimenti	(161)	(174)
Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(11)	(38)
	59.911	28.526

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2022	2021
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.190	1.123
Tolling fee per la produzione di energia elettrica	1.095	1.129
Progettazione e direzione lavori	439	449
Manutenzioni	377	369
Trasporti e movimentazioni	336	284
Consulenze e prestazioni professionali	298	343
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	279	320
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	261	198
Costi di vendita diversi	183	203
Compensi di lavorazione	165	170
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	106	116
Viaggi, missioni e altri	105	90
Postali, telefoniche e ponti radio	95	82
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	84	62
Servizi di modulazione e stoccaggio	30	57
Altri	803	728
	5.846	5.723
a dedurre:		
Servizi per investimenti	(522)	(629)
Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(168)	(221)
	5.156	4.873

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, sono rilevati a conto economico e ammontano a €106 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €640 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €445 milioni (€184 milioni al 31 dicembre 2021).

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri ammontano a €1.369 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n.21 – “Fondi per rischi e oneri”, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €954 milioni includono essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€175 milioni); (ii) gli oneri addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali zonali, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€71 milioni); (iii) oneri per penalità contrattuali (€54 milioni); (iv) Certificati forestry (€27 milioni).

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – “Rapporti con parti correlate”.

COSTO LAVORO

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2022	2021
Salari e stipendi	883	890
Oneri sociali	248	252
Oneri per benefici ai dipendenti	132	172
Costi personale in comando	24	26
Altri costi	79	75
	1.366	1.415
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(97)	(93)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(33)	(31)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(5)	(5)
	1.231	1.286

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 22 – “Fondi per benefici ai dipendenti”.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2022	2021
Dirigenti	565	606
Quadri	4.265	4.538
Impiegati	5.431	5.880
Operai	1.005	972
	11.266	11.996

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

L'Assemblea nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle “risorse manageriali critiche per il business”, individuate tra coloro che occupano le posizioni più

direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group") rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analoga variazione di ciascuna società del Peer Group.

Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che sarà assegnato a scadenza dipende dai seguenti obiettivi definiti in un periodo di performance triennale, e precisamente: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato misurato rispetto al Peer Group di riferimento in termini di differenza tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione tra il titolo e la borsa di riferimento; (ii) per il 20% da un obiettivo industriale misurato rispetto al Peer Group in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV); (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, rispetto al valore previsto nel Piano Strategico; (iv) per il (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi misurati rispetto ai valori di Piano Strategico e costituiti: (a) per il 15% dalla Intensità delle Emissioni GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity (tCO₂eq/kboe); (b) per il 10% dalla capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili; (c) per il 10% dallo stato avanzamento di tre progetti rilevanti di economia circolare. In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno assegnate a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% di tali azioni sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione.

Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2022, n. 2.069.685 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,20 euro per azione. (ii) nel 2021, n. 2.365.581 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 8,15 euro per azione (iii) nel 2020, n. 2.922.749 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 4,67 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€12,918 e €14,324 a seconda della grant date per l'attribuzione 2022; €11,642 e €12,164 a seconda della grant date per l'attribuzione 2021; €5,885 e €8,303 a seconda della grant date per l'attribuzione 2020), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (6,1% e 6,8% per l'attribuzione 2022, 7,1% e 7,4% per l'attribuzione 2021 e 7,1% e 10,0% per l'attribuzione 2020 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (30% e 31% per l'attribuzione 2022; 44% e 45% per l'attribuzione 2021; 41% e 44% per l'attribuzione 2020), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della società, ammontano a €14,9 milioni (€13,4 milioni nel 2021) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (c.d. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano per il 2022 e il 2021 (inclusi i contributi e gli oneri accessori) rispettivamente a €59 milioni e a €42 milioni, e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021
Salari e stipendi	33	26
Benefici successivi al rapporto di lavoro	3	2
Altri benefici a lungo termine	14	14
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	9	
	59	42

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E SINDACI

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €11,12 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a € 401 mila (art. 2427, n.16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

29 PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2022	2021
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	3.324	2.049
Oneri finanziari	(3.730)	(2.066)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico	(44)	11
	(450)	(6)
Strumenti finanziari derivati	234	(201)
	(216)	(207)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(400)	(406)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(105)	(91)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(73)	(76)
Interessi attivi su depositi e c/c	42	6
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	(42)	11
Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(2)	
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	90	67
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(8)	(8)
	(498)	(497)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	2.650	1.544
Differenze attive da valutazione	416	302
Differenze passive realizzate	(2.514)	(1.258)
Differenze passive da valutazione	(549)	(250)
	3	338
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(44)	(19)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	67	102
Commissioni per servizi finanziari	46	24
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(8)	(3)
Interessi su crediti d'imposta	1	
Altri proventi	4	8
Altri oneri	(39)	(12)
	27	100
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	18	53
	(450)	(6)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Gli strumenti finanziari derivati, positivi di €234 milioni, sono indicati alla nota n. 23 - "Strumenti finanziari derivati e hedge accounting".

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 - "Rapporti con parti correlate".

30 PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021
Dividendi	2.336	6.006
Plusvalenze nette da vendite	214	21
Plusvalenza su conferimenti	2.006	
Altri proventi	1.238	2.281
Totale proventi	5.794	8.308
Svalutazioni e altri oneri	(2.023)	(1.390)
	3.771	6.918

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021
Dividendi		
Eni International BV	1.722	5.225
Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)	300	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	59	
Eni Insurance DAC	58	57
Ecofuel SpA	54	24
EniPower SpA	49	164
leoc SpA	48	
Eni Finance International SA	15	11
Eni Fuel SpA	11	4
Floaters SpA	10	
Eni International Resources Ltd	3	9
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	3	8
Norpipe Terminal HoldCo Ltd	2	5
Transmed SpA	2	4
Eni Plenitude SpA Società Benefit		185
Eni Global Energy Markets SpA		145
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		70
Eni Trade & Biofuels SpA		56
Rafferia di Gela SpA		19
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		18
LNG Shipping SpA		2
	2.336	6.006
Plusvalenze nette da vendite		
EniPower SpA	214	
Unión Fenosa Gas SA		21
	214	21
Plusvalenze su conferimenti		
Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)	2.006	
	2.006	
Altri proventi		
Ripresa di valore Eni Investments Plc	551	910
Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	359	53
Ripresa di valore Eni Petroleum Co Inc	287	747
Ripresa di valore Eni España Comercializadora de Gas SA	31	
Ripresa di valore LNG Shipping SpA	7	
Ripresa di valore Floaters SpA	2	10
Ripresa di valore Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)		355
Ripresa di valore Unión Fenosa Gas SA		200
Utilizzo Fondo copertura perdite Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		6
Altri proventi	1	
	1.238	2.281
Totale proventi	5.794	8.308

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021
Svalutazioni		
Eni Rewind SpA	890	
Versalis SpA	379	454
Raffineria di Gela SpA	331	34
Saipem SpA	320	510
Export LNG Ltd	45	
Ieoc SpA	14	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	13	
EniProgetti SpA	11	21
Eni Mozambico SpA	11	15
Società Petrolifera Italiana SpA	3	1
Eni Timor Leste SpA	2	1
EniServizi SpA	1	3
Eni España Comercializadora de Gas SAU		95
LNG Shipping SpA		29
Servizi Aerei SpA		1
Altre minori	2	1
	2.022	1.165
Altri oneri		
Perdite su partecipazione Eni Rewind SpA		209
Perdite su partecipazione EniProgetti SpA		9
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA		4
Altri oneri	1	3
	1	225
Totale oneri	2.023	1.390

31 IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021
IRES	303	(1)
IRAP	(26)	(19)
Addizionale Legge n.7/09	97	(97)
Contributo di solidarietà a carico delle imprese del settore energetico	(1.250)	
Totale imposte correnti	(876)	(117)
Imposte differite	1	4
Imposte anticipate ^(a)	2.513	473
Totale imposte differite e anticipate	2.514	477
Totale imposte estere	(11)	(6)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	1.627	354
Imposte correnti relative alla joint operation		(2)
Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation	(4)	43
Totale imposte sul reddito joint operation	(4)	41
	1.623	395

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 16 – “Attività per imposte anticipate”.

Il contributo di solidarietà delle imprese del settore energetico di €1.250 milioni è previsto dalla Legge n. 51/2022 e dalla Legge n. 179/2022.

L'ultimo esercizio definito con gli uffici fiscali è quello chiuso al 31 dicembre 2016. Per effetto delle previsioni dell'art. 67 DL 18/2020 e dell'art. 157 DL 34/2020 gli atti di accertamento relativi all'IRES, IRAP e IVA per l'esercizio 2016 possono essere notificati fino al 26 marzo 2023.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation è di seguito analizzata:

(€ milioni)	2022			2021		
		Aliquota	Imposta		Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	3.780	24,00%	907	7.280	24,00%	1.747
Differenza tra valore e costi della produzione	225	4,96%	11	569	4,96%	28
Aliquota teorica		24,29%			24,39%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:						
- dividendi esclusi da tassazione		-13,57%			-19,05%	
- cessioni pex		-12,60%			-0,06%	
- perdite fiscali società consolidate		-9,01%			-1,52%	
- valutazione partecipazioni		5,02%			-3,00%	
- valutazione anticipate		-57,75%			-7,84%	
- perdita fiscale per imposte passati esercizi					-0,04%	
- addizionale IRES Legge 7/2009		-2,56%			1,33%	
- Contributo di solidarietà delle imprese del settore energetico		33,07%				
- altre variazioni		-9,83%			0,36%	
Aliquota effettiva		-42,94%			-5,43%	

32 RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture;
- b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- c) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa.
- d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni SpA, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2022 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€5 milioni); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€5 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€24 milioni).

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2022

31.12.2022						2022			
Denominazione	(€ milioni)	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(b)	Altri proventi (oneri) operativi
Imprese controllate									
Agip Caspian Sea BV		3				14.753	9		
Agip Karachaganak BV		5	1			3.238	14	1	
Ecofuel SpA		12	29			63	4	268	
Eni Abu Dhabi BV		6	4			51.529	23	3	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV						3.748			
Eni Algeria Exploration BV		8	1			101	16		
Eni Austria GmbH		15				12	221		
Eni Congo SA		33					65		
Eni Deutschland GmbH		188	4			5	1.432	56	
Eni España Comercializadora De Gas SAU		232	187	37	18	63	3.548	770	(159)
Eni Finance International SA		1		136	41		3		
Eni Fuel SpA		772	35			62	4.208	11	
Eni gas & power France SA		296		544	421	105	1.808		258
Eni Global Energy Markets SpA		4.239	3.201	9.842	8.607	2.352	10.344		(7.461)
Eni Indonesia Limited		10	23				15	137	
Eni Insurance Designated Activity Company		1	1			57	2	33	
Eni International BV		1				188	2		
Eni Lasmo plc						606			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		41	50			30	163	492	
Eni México, S.de RL de CV		15	1			289	41		
Eni Mozambique SpA		1				68	2		
Eni Muara Bakau BV		8					10	135	
Eni New Energy SpA		1	2			259		5	
Eni North Africa BV		8	19	22	6	24	21	267	
Eni Petroleum Co Inc		21	4			173	22	5	
Eni Petroleum US LLC						438			
Eni Plenitude Iberia SLU						105			
Eni Plenitude SpA Società Benefit		325	38	4.524	4.876	991	6.878		(947)
Eni Rewind SpA		31	159			1.039	71	353	
Eni Suisse SA		17					217	8	
Eni Sustainable Mobility SpA		1	1			231			
Eni Trade & Biofuels SpA		591	1.859	9	6	3.782	3.493	16.236	9
Eni Trading & Shipping Inc						1.106			
Eni UK Limited		11	2			89	28	5	
Eni ULX Limited						256			
Eni US Operating Co. Inc.						787	1		
Eni USA Gas Marketing LLC						1.315			
Eni Venezuela BV		1					5	63	
EniPower Mantova SpA		26	74			6	91	266	
EniPower SpA		83	250	1		10	306	959	
EniProgetti SpA		9	59			10	22	102	
EniServizi SpA		7	42			8	56	140	
Floaters SpA		22					1	236	
Ieoc Production BV		28	1			13	76	2	
LNG Shipping SpA		16	17			192	37	155	
Nigerian Agip Oil Company Limited		17				77	36		
Raffineria di Gela SpA		26	31			69	159	169	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA			75					485	
Versalis France SAS				2		95			
Versalis SpA		202	28		1	172	1.408	149	
Altre*		136	43			520	329	88	
		7.466	6.241	15.117	13.976	89.036	35.187	21.599	(8.300)
Imprese collegate e joint venture									
Angola LNG Ltd								75	
Angola LNG Supply Services LLC						190			
Damietta LNG (DLNG) SAE			14					71	
Eni Angola Exploration BV		9				86	9		
Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)		56				3.182	68		
Eni North Sea Wind Limited						166			
Società EniPower Ferrara Srl		14	69			5	63	172	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA		6	433				16	12	
Vår Energi AS		14	121			278	19	1.408	
Altre*		43	21			11	80	89	
		142	658			3.918	255	1.827	
Imprese controllate dallo Stato									
Gruppo Snam		755	24				1.723	873	
GSE - Gestore Servizi Elettrici		54	117				5.087	1.141	
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA		3					179		
Gruppo Terna		37	35	4	8		139	90	(18)
Altre *		9	12				13	21	
		858	188	4	8		7.141	2.125	(18)
Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati									
			2				1	34	
		8.466	7.089	15.121	13.984	92.954	42.584	25.585	(8.318)

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

ESERCIZIO 2021

Denominazione	31.12.2021					2021		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(b)	Altri proventi (oneri) operativi
(€ milioni)								
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV	4				13.903	10		
Agip Karachaganak BV	5	1			3.051	11	1	
Aldro Energía y Soluciones SLU					85			
Ecofuel SpA	6	9			32	4	133	
Eni Abu Dhabi BV	6	2			48.559	28	2	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV					3.532			
Eni Algeria Exploration BV	6	1			95	10		
Azule Energy Angola B.V. (ex Eni Angola Exploration BV)	4				81	8		
Eni Angola SpA	37				2.998	71		
Eni Austria GmbH	11				12	107		
Eni Deutschland GmbH	102	2			7	713	13	
Eni España Comercializadora De Gas SAU	92	2	10	54	28	803	6	(158)
Eni Finance International SA	2		60	36		3		
Eni Fuel SpA	761	34			57	2.194	12	
Eni gas & power France SA	323		212	289	98	1.192		(123)
Eni Global Energy Markets SpA	2.890	2.455	10.143	11.889	1.959	5.893		(2.091)
Eni Hewett Limited					130			
Eni Indonesia Limited	6	14			6	34	87	
Eni Insurance Designated Activity Company	1				57	1	34	
Eni International BV	1				177	2		
Eni Lasmo plc					571			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	33	61			25	94	281	
Eni México, S.de RL de CV	14				224	42		
Eni Muara Bakau BV	6	13				11	134	
Eni North Africa BV	9	14			23	26	115	
Eni Petroleum Co. Inc.	12	1			163	21	3	
Eni Petroleum US LLC					403			
Eni Plenitude SpA Società Benefit	449	18	3.918	4.653	1.121	2.455		(1.169)
Eni Rewind SpA	27	151			838	54	325	
Eni Suisse SA	17	1				177	3	
Eni Trade & Biofuels SpA	495	1.491	5	3	2.793	2.463	9.612	(1)
Eni Trading & Shipping Inc.					721			
Eni UK Limited	12	2			143	27	5	
Eni ULX Limited					264			
Eni US Operating Co. Inc.					618			
Eni USA Gas Marketing LLC					1.275			
EniPower Mantova SpA	20	64			6	21	211	
EniPower SpA	61	227			10	114	821	
EniProgetti SpA	10	39			12	23	99	
EniServizi SpA	17	22			11	48	123	
leoc Production BV	24	2				76	2	
LNG Shipping SpA	12	2			30	18	89	
Nigerian Agip Oil Company Limited	42				72	44		
Raffineria di Gela SpA	37	40			68	80	177	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	11	16					153	
Versalis France SAS					95			
Versalis SpA	269	25	1		160	867	87	
Altre*	148	76			551	391	186	
	5.982	4.785	14.349	16.924	85.064	18.136	12.714	(3.542)
Imprese collegate e joint venture								
Angola LNG Ltd							65	
Angola LNG Supply Services LLC					179			
Società EniPower Ferrara Srl	12	65			5	20	187	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	6	396				18	12	
Vår Energi AS	21	109			293	41	596	
Altre*	80	59			13	85	142	
	119	629			490	164	1.002	
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Snam	153	151				139	1.013	
GSE - Gestore Servizi Elettrici	156	64				2.073	636	
Gruppo Terna	20	5		7		14	50	4
Altre*	6	17				9	59	
	335	237		7		2.235	1.758	4
Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati		2					31	
	6.436	5.653	14.349	16.931	85.554	20.535	15.505	(3.538)

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trade & Biofuels SpA, da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA e da Eni Venezuela BV sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Eni Fuel SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trade & Biofuels SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere (tra le principali Eni Austria GmbH ed Eni Suisse SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate in Italia (Eni Plenitude SpA Società Benefit, Eni Global Energy Markets SpA, Versalis SpA,) e all'estero (Eni Gas & Power France SA, Eni España

Comercializadora de Gas SAU) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;

- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (Eni Plenitude SpA Società Benefit, EniPower SpA, Versalis SpA);
- l'acquisto di gas e GNL da società controllate e collegate (tra le principali Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni North Africa BV, Eni Muara Bakau BV, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Indonesia Limited, Eni España Comercializadora de Gas SAU, Angola LNG Ltd e Vår Energi AS) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Ieoc Production BV, Azule Energy Angola SpA, Eni Congo SA, Eni México S. De R.L., Nigerian Agip Oil Company Ltd e Eni North Africa BV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- gli oneri contrattuali relativi al noleggio e cessione della FPSO Firenze da Floaters SpA;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica e titoli ambientali da EniPower SpA e di energia elettrica da EniPower Mantova SpA e Società EniPower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trade & Biofuels SpA e LNG Shipping SpA;
- il riconoscimento a Eni Rewind SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA;
- il contratto di lavorazione per la produzione di biocarburanti con Raffineria di Gela SpA rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;
- il contratto di tolling con le società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;
- il contratto di tolling con Damietta LNG SAE che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione di LNG;
- gli anticipi ricevuti da Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali EniServizi SpA ed Eni Insurance Designated Activity Company). In particolare, i rapporti con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement e della remunerazione del capitale investito.

La stipula di contratti derivati a copertura del rischio commodity con Eni Trade & Biofuels SpA, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Plenitude SpA Società Benefit, Eni España Comercializadora de Gas SAU ed Eni Gas & Power France SA.

I rapporti più significativi con le imprese controllate dallo Stato riguardano:

- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/12, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il

contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;

- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il Gruppo Terna;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la vendita di jet fuel alla ITA Airways – Italia Trasporto Aereo SpA.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2022

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2022			2022		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi	Oneri	Derivati
Imprese controllate						
Ecofuel Spa		117	16			(7)
Eni Deutschland GmbH		64				(1)
Eni Finance International SA	332	5.308	25.903	56	27	210
Eni Fuel SpA		352		3	1	
Eni Global Energy Markets SpA	47	2.450	140	16	13	9
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	90	94		1		
Eni New Energy SpA	120			1		
Eni Plenitude SpA Società Benefit	1.497	208		10		5
Eni Rewind SpA	1	2.034	11	8	4	
Eni Sustainable Mobility SpA	173					
Eni Trade & Biofuels SpA		359	1.425	48	2	9
Eni Trading & Shipping Inc		4	113	1		
EniBioCh4in SpA	56			1		
EniPower Mantova SpA	4	290			10	
EniPower SpA		1.145		1	35	(3)
EniProgetti SpA	52	5				
Floaters SpA		334				
leoc Production BV		52				
LNG Shipping SpA		301		1	1	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		90				(1)
Versalis SpA	1.936	26	19	18		(2)
Altre*	148	264	63	25	7	14
	4.456	13.497	27.690	190	100	233
Imprese collegate e joint venture						
Damietta LNG (DLNG) SAE			105			
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.187			3	5	
Altre*	18	39	1	19		2
	1.205	39	106	22	5	2
Imprese controllate dallo Stato						
Altre*		10		1	1	
		10		1	1	
	5.661	13.546	27.796	213	106	235

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

ESERCIZIO 2021

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2021			2021		
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi	Oneri	Derivati
Imprese controllate							
Banque Eni SA		593					1
Eni Finance International SA		2.483	139	25.797	112	35	108
Eni Finance USA Inc				2.843	1		
Eni Fuel SpA			343		3		
Eni Global Energy Markets SpA		2.305	256	307	9		14
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA			110		1		
Eni New Energy SpA		581			2		
Eni Plenitude SpA Società Benefit		3	2.293		8		(1)
Eni Rewind SpA		4	1.338	11	11		
Eni Trade & Biofuels SpA		75	198	986	20	1	
Eni Trading & Shipping Inc			4	143			
EniPower Mantova SpA			377			12	
EniPower SpA			1.291		2	32	
EniProgetti SpA		51	4				
Floaters SpA			62				
leoc SpA			58				
LNG Shipping SpA			311		1		
Raffineria di Gela SpA		290	74		1	1	
Serfactoring SpA - in liquidazione		139	18		1		
Versalis SpA		1.322	7	22	11		
Altre*		132	187	48	19	1	(17)
		7.978	7.070	30.157	202	82	105
Imprese collegate e joint venture							
Damietta LNG (DLNG) SAE				99			
Altre*		29	27		1	2	
		29	27	99	1	2	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre imprese a controllo statale*			2				
			2				
		8.007	7.099	30.256	203	84	105

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi di interesse Euribor per l'euro, tassi di interesse a termine per le divise diverse dall'euro e tassi di cambio WMR), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.

I rapporti finanziari comprendono le passività finanziarie per beni in leasing.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 27 – "Garanzie, Impegni e rischi".

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(€ milioni)	31.12.2022			31.12.2021		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	7.628	20	0,26	6.630	593	8,94
Altre attività finanziarie (correnti)	3.760	3.565	94,81	4.214	4.177	99,12
Crediti commerciali e altri crediti	11.661	8.434	72,33	12.992	6.362	48,97
Altre Attività (correnti)	13.076	12.669	96,89	12.851	12.546	97,63
Altre Attività finanziarie (non correnti)	2.146	2.076	96,74	3.257	3.237	99,39
Altre Attività (non correnti)	2.813	2.484	88,30	2.057	1.877	91,25
Passività finanziarie a breve termine	14.122	12.143	85,99	5.866	5.691	97,02
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.883	-	0,00	1.555	-	n.s.
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	373	157	42,09	383	169	44,13
Debiti commerciali e altri debiti	12.380	6.583	53,17	9.521	5.215	54,77
Altre passività (correnti)	14.305	12.317	86,10	16.305	15.139	92,85
Passività finanziarie a lungo termine	16.054	4	0,02	20.619	-	n.s.
Passività per beni in leasing a lungo termine	1.887	1.242	65,82	1.939	1.239	63,90
Altre passività (non correnti)	3.029	2.173	71,74	2.892	2.230	77,11

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2022			2021		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	74.679	40.936	54,82	38.249	19.658	51,39
Altri ricavi e proventi	542	251	46,31	474	125	26,37
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	66.135	24.201	36,59	33.127	14.720	44,44
Altri proventi (oneri) operativi	(6.325)	(8.318)	n.s.	(2.278)	(3.538)	n.s.
Proventi finanziari	3.324	213	6,41	2.049	203	9,91
Oneri finanziari	3.730	106	2,84	2.066	84	4,07
Strumenti finanziari derivati	234	235	n.s.	(201)	105	n.s.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(€ milioni)	2022	2021
Ricavi e proventi	41.519	19.984
Costi e oneri	(24.249)	(14.769)
Altri proventi (oneri) operativi	(8.318)	(3.538)
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(4.303)	1.556
Interessi	88	97
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.737	3.330
Investimenti in attività materiali e immateriali	(36)	(80)
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(10)	(15)
Variazione crediti finanziari	1.631	1.923
Flusso di cassa netto da attività di investimento	1.585	1.828
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	6.258	802
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	6.258	802
Totale flussi finanziari verso entità correlate	12.580	5.960

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2022			2021		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	5.818	4.737	81,42	4.274	3.330	77,91
Flusso di cassa da attività di investimento	(3.715)	1.585	n.s.	(7.408)	1.828	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(1.087)	6.258	n.s.	1.680	802	47,74

33 EROGAZIONI PUBBLICHE – INFORMATIVA EX ART. 1, COMMI 125-129, LEGGE N. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, comma 125-bis, della Legge n. 124/2017 e successive modificazione, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da parte di entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; inoltre ai sensi dell'art. 1, comma 126, della medesima legge, applicabile a Eni SpA in quanto società controllata di diritto o di fatto, direttamente o indirettamente, dallo Stato, sono indicate anche le erogazioni concesse a imprese, persone ed enti pubblici e privati italiani ed esteri.

In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni, o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa⁶.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2022, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della legge 24 dicembre 2012, n. 234.

⁶ Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

EROGAZIONI CONCESSE

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)	4.750.000
Eni Foundation	4.670.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.202.992
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Associazione della Croce Rossa Italiana	421.577
Protezione Civile Italiana	310.091
WEF - World Economic Forum	303.567
Fabbrica di San Pietro	180.600
Ara Pacis Initiative For Peace ONLUS	180.000
Atlantic Council	95.717
World Business Council for Sustainable Development	85.825
Lebanese Armed Forces (LAF)	74.253
Council on Foreign Relations	66.216
Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)	52.715
Bruegel	50.000
Cotec - Fondazione per l'Innovazione Tecnologica	50.000
IFRI - Institut Français des Relations Internationales	50.000
Parrocchia di Santa Barbara - San Donato Milanese	50.000
Associazione Pionieri e Veterani Eni	52.000
La Semente - Società Agricola Cooperativa Sociale	45.000
Carnegie Endowment for International Peace (CEIP)	43.720
Aspen Institute Italia	35.000
E4Impact Foundation	35.000
Italiadecide	35.000
Center for Strategic and International Studies	31.759
Ospedale "Santo Spirito" e ASL di Pescara	30.000
Global Reporting Initiative	27.500
Fondazione Centro Studi Investimenti Sociali - CENSIS	25.000
Associazione CILLA Liguria	21.000
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
GCNI - Fondazione Global Compact Network Italia	17.000
Comitato Nazionale del Welfare della Gente di Mare	15.000
Voluntary Principles Association (VPA)	12.798
Harvard University	11.415
Associazione di Volontariato e di promozione Sociale Pro Loco Sannazzaro	10.000
FONDAZIONE SERICS	10.000
Parks - Liberi e Uguali	10.000

34 EVENTI ED OPERAZIONI SIGNIFICATIVE NON RICORRENTI

Nel 2022 e 2021 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

35 POSIZIONI O TRANSAZIONI DERIVANTI DA OPERAZIONI ATIPICHE E/O INUSUALI

Nel 2022 e 2021 non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

36 FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti

Signori Azionisti,

Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022 di Eni SpA che chiude con l'utile di 5.403.018.837,87 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 5.403.018.837,87 euro alla riserva disponibile.

16 marzo 2023

per il Consiglio di Amministrazione

La Presidente

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2022.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

16 marzo 2023

/firma/ Claudio Descalzi

Claudio Descalzi

Amministratore Delegato

/firma/ Francesco Esposito

Francesco Esposito

Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

ALLEGATI

Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2022

Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi dell'esercizio

Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi

Relazione della società di revisione sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato

Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti

ALLEGATI ALLE NOTE DEL BILANCIO CONSOLIDATO DI ENI SPA AL 31 DICEMBRE 2022

Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022

In conformità a quanto disposto dagli artt. 38 e 39 del D.Lgs. 127/1991 e della comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006, sono forniti di seguito gli elenchi delle imprese controllate, a controllo congiunto e collegate di Eni SpA al 31 dicembre 2022, nonché delle altre partecipazioni rilevanti. Le imprese sono suddivise per settore di attività e, nell'ambito di ciascun settore di attività, tra Italia ed estero e in ordine alfabetico. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale,

la sede operativa, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso; per le imprese consolidate è indicata la percentuale consolidata di pertinenza di Eni; per le imprese non consolidate partecipate da imprese consolidate è indicato il criterio di valutazione. In nota è riportata l'indicazione delle partecipazioni con azioni quotate in mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'Unione Europea, la percentuale di voto spettante nell'assemblea ordinaria se diversa da quella di possesso. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 2022, le imprese di Eni SpA sono così ripartite:

	Imprese Controllate			Imprese a Controllo Congiunto e Collegate			Altre partecipazioni rilevanti ^(a)		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate con il metodo integrale	118	240	358						
Imprese consolidate joint operation				3	7	10			
Partecipazioni di imprese consolidate^(b)									
Valutate con il metodo del patrimonio netto	3	31	34	29	54	83			
Valutate con il metodo del costo	5	3	8	3	25	28			
Valutate con il metodo del fair value							3	21	24
	8	34	42	32	79	111	3	21	24
Partecipazioni di imprese non consolidate									
Possedute da imprese a controllate		1	1		4	4			
Possedute da imprese a controllo congiunto				1	8	9			
		1	1	1	12	13			
Totale	126	275	401	36	98	134	3	21	24

(a) Riguardano le partecipazioni in imprese diverse dalle controllate, controllate congiunte e collegate superiori al 2% o al 10% del capitale, rispettivamente se quotate o non quotate.

(b) Le partecipazioni in imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e con il metodo del costo riguardano le imprese non significative.

SOCIETÀ CONTROLLATE E A CONTROLLO CONGIUNTO ASSOGGETTATE A REGIME FISCALE PRIVILEGIATO

Il Decreto Legislativo 29 novembre 2018, n. 241, di recepimento della Direttiva UE recante norme contro le pratiche di elusione fiscale, ha modificato la nozione di Stato o territorio a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 47-bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917. A seguito delle suddette modifiche e delle modifiche apportate all'art. 167 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917, le disposizioni in materia di imprese estere controllate, CFC, si applicano se i soggetti controllati non residenti integrano congiuntamente le seguenti condizioni: a) sono assoggettati a tassazione effettiva inferiore alla metà

di quella a cui sarebbero stati soggetti qualora residenti in Italia. b) Oltre un terzo dei proventi rientra in una o più delle seguenti categorie: interessi, canoni, dividendi, redditi da leasing finanziario, redditi da attività assicurativa e bancaria, proventi derivanti da prestazione di servizi e compravendita di beni infragruppo con valore economico aggiunto scarso o nullo. Al 31 dicembre 2022 Eni controlla 6 società che beneficiano di un regime fiscale privilegiato.

Le suddette 6 società sono soggette ad imposizione in Italia perché incluse nella dichiarazione dei redditi di Eni. Nessuna società controllata che beneficia di un regime fiscale privilegiato ha emesso strumenti finanziari e tutti i bilanci 2022 sono stati oggetto di revisione contabile.

IMPRESA CONSOLIDANTE

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso
Eni SpA ^(#)	Roma	Italia	EUR	4.005.358.876	Cassa Depositi e Prestiti SpA Ministero dell'Economia e delle Finanze Eni SpA Altri Soci	26,21 4,41 6,33 63,05

IMPRESA CONSOLIDANTE

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	5.200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambico SpA	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	200.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Natural Energies SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Timor Leste SpA	San Donato Milanese (MI)	Timor Est	EUR	4.386.849	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	1.000.000	Eni SpA	100,00		P.N.
Floaters SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.120.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Ieoc SpA	San Donato Milanese (MI)	Egitto	EUR	7.518.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	8.034.400	Eni SpA Soci Terzi	99,96 0,04	99,96	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy and Natural Resources (Nigeria) Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.005	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Bermuda) Ltd⁽¹⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	12.002	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy (Egypt) Ltd	Londra (Regno Unito)	Egitto	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Burren Energy Congo Ltd⁽²⁾	Tortola (Isole Vergini Britanniche)	Repubblica del Congo	USD	50.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy India Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	2	Burren Energy Plc	100,00	100,00	C.I.
Burren Energy Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	28.819.023	Eni UK Holding Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Burren Shakti Ltd⁽¹⁾	Hamilton (Bermuda)	Regno Unito	USD	213.138	Burren En. India Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi BV⁽³⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Albania BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Albania	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Algeria	USD	20.000	Eni Oil Holdings BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Algeria Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Algeria	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ambalat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni America Ltd	Dover (USA)	USA	USD	72.000	Eni UHL Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	Argentina	ARS	31.997.266	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Eni Arguni I Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Australia Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	20.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Bahrain BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Bahrain	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni BB Petroleum Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni BTC Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni International BV	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(1) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

(2) Società non assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: la Società opera con stabile organizzazione in Congo ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

(3) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: la Società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Bukat Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Canada Holding Ltd	Calgary (Canada)	Canada	USD	3.938.200.001	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni CBM Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	2.210.728	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni China BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Cina	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	USD	500.000	Eni E&P Holding BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Côte d'Ivoire Ltd	Londra (Regno Unito)	Costa d'Avorio	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Cyprus Ltd	Nicosia (Cipro)	Cipro	EUR	2.009	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni do Brasil Investimentos em Exploração e Produção de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	Brasile	BRL	1.593.415.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni East Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni East Sepinggan Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Elgin/Franklin Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Energy Russia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Exploration & Production Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	29.832.777,12	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gabon SA	Libreville (Gabon)	Gabon	XAF	57.088.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power LNG Australia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	1.013.439	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ghana Exploration and Production Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	21.412.500	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Hewett Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	3.036.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Hydrocarbons Venezuela Ltd	Londra (Regno Unito)	Venezuela	GBP	8.050.500	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni India Ltd	Londra (Regno Unito)	India	GBP	44.000.000	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni Indonesia Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	100	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Indonesia Ots 1 Ltd ⁽⁴⁾	Grand Cayman (Isole Cayman)	Indonesia	USD	1,01	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni International NA NV Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Regno Unito	USD	25.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(4) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la Società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Investments Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	750.050.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Iran BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iran	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Iraq BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Iraq	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Ireland BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Irlanda	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Isatay BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 03-13 Ltd	Londra (Regno Unito)	Australia	GBP	250.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	80.830.576	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Australia	EUR	50.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Kenya BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kenya	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Krueng Mane Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Lasmo Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	337.638.724,25	Eni Investments Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Lebanon BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libano	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Eni LNS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Maroc BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Marocco	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Middle East Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni MOG Ltd (in liquidazione)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a)	Eni Lasmo Plc Eni LNS Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Montenegro BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica del Montenegro	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni Lasmo Plc	100,00		P.N.
Eni Mozambique LNG Holding BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Muara Bakau BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Indonesia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Myanmar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Myanmar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni New Energy Egypt SAE	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	250.000	Eni International BV leoc Exploration BV leoc Production BV	99,98 0,01 0,01		P.N.
Eni North Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni North Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil & Gas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.800	Eni America Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Algeria Ltd	Londra (Regno Unito)	Algeria	GBP	1.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni Oil Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	450.000	Eni ULX Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Oman BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Oman	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Petroleum Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	156.600.000	Eni SpA Eni International BV	63,86 36,14	100,00	C.I.
Eni Petroleum US Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni BB Petroleum Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Qatar BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Qatar	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni RAK BV ⁽⁵⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Rapak Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	2	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni RD Congo SA	Kinshasa (Repubblica Democratica del Congo)	Repubblica Democratica del Congo	CDF	750.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)		P.N.
Eni Rovuma Basin BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Mozambico	EUR	20.000	Eni Mozambique LNG H. BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Sharjah BV ⁽⁵⁾	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni South Africa BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Repubblica Sudafricana	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni South China Sea Ltd Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	Cina	USD	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni TNS Ltd	Aberdeen (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Tunisia BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Tunisia	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Turkmenistan Ltd ⁽⁶⁾	Hamilton (Bermuda)	Turkmenistan	USD	20.000	Burren En. (Berm) Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UHL Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni UK Holding Plc	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	424.050.000	Eni Lasmo Plc Eni UK Ltd	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(5) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la Società opera con stabile organizzazione negli Emirati Arabi Uniti e svolge un'attività economica effettiva.

(6) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la Società opera con stabile organizzazione in Turkmenistan ed il livello di imposizione non è inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni UKCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	100	Eni UK Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Eni Ukraine Llc (in liquidazione)	Kiev (Ucraina)	Ucraina	UAH	98.419.627,51	Eni Ukraine Hold. BV Eni International BV	99,99 0,01		
Eni ULT Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	93.215.492,25	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Eni ULX Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	200.010.000	Eni ULT Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni US Operating Co Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Gas Marketing Llc	Dover (USA)	USA	USD	10.000	Eni Marketing Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni USA Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni Oil & Gas Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Venezuela	EUR	20.000	Eni Venezuela E&P H.	100,00	100,00	C.I.
Eni Venezuela E&P Holding SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	254.443.200	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Vietnam BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Vietnam	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni West Ganai Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni West Timor Ltd	Londra (Regno Unito)	Indonesia	GBP	1	Eni Indonesia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni Yemen Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	1.000	Burren Energy Plc	100,00		P.N.
Eurl Eni Algérie	Algeri (Algeria)	Algeria	DZD	1.000.000	Eni Algeria Ltd Sàrl	100,00		P.N.
Export LNG Ltd	Hong Kong (Hong Kong)	Repubblica del Congo	USD	322.325.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums LP	Wilmington (USA)	Algeria	USD	1	Eni Canada Hold. Ltd FCP Partner Co ULC	99,99 0,01	100,00	C.I.
First Calgary Petroleums Partner Co ULC	Calgary (Canada)	Canada	CAD	10	Eni Canada Hold. Ltd	100,00	100,00	C.I.
leoc Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
leoc Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Egitto	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Lasmo Sanga Sanga Ltd ⁽⁷⁾	Hamilton (Bermuda)	Indonesia	USD	12.000	Eni Lasmo Plc	100,00	100,00	C.I.
Liverpool Bay CCS Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	10.000	Eni UK Ltd	100,00		P.N.
Liverpool Bay Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1	Eni ULX Ltd	100,00		P.N.
LLc "Eni Energhia"	Mosca (Russia)	Russia	RUB	2.000.000	Eni Energy Russia BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(7) Società non soggetta a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917; la Società è fiscalmente residente nel Regno Unito ed opera con stabile organizzazione in Indonesia assoggettata a livello di imposizione non inferiore al 50% di quello italiano.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni US Op. Co Inc Eni Petroleum Co Inc	99,90 0,10	100,00	P.N.
Nigerian Agip CPFA Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.262.500	NAOC Ltd Agip En Nat Res. Ltd Nigerian Agip E. Ltd	98,02 0,99 0,99		Co.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	5.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Oil Co Ltd	Abuja (Nigeria)	Nigeria	NGN	1.800.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,89 0,11	100,00	C.I.
Zetah Congo Ltd⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	300	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd	66,67 33,33		Co.
Zetah Kouilou Ltd⁽⁸⁾	Nassau (Bahamas)	Repubblica del Congo	USD	2.000	Eni Congo SA Burren En. Congo Ltd Soci Terzi	54,50 37,00 8,50		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(8) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Global Gas & LNG Portfolio

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Corridor Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Transport Services Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	120.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Global Energy Markets SpA	Roma	Italia	EUR	41.233.720	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
LNG Shipping SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	240.900.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Trans Tunisian Pipeline Co SpA	San Donato Milanese (MI)	Tunisia	EUR	1.098.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni España Comercializadora De Gas SAU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	2.340.240	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni G&P Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Turchia	EUR	70.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas Liquefaction BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA - Sergaz SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	99.000	Eni Corridor Srl Soci Terzi	66,67 33,33	66,67	C.I.
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Eni Corridor Srl Trans Tunis. P. Co SpA	99,95 0,05	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Ecofuel SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	52.000.000	Eni SpA	100,00	C.I.
EniBioCh4in Alexandria Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	70,00 30,00	C.I.
EniBioCh4in Aprilia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	C.I.
EniBioCh4in Grupellum Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	98,00 2,00	C.I.
EniBioCh4in Jonica Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA	100,00	C.I.
EniBioCh4in Momo Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	20.000	EniBioCh4in SpA Soci Terzi	95,00 5,00	C.I.
EniBioCh4in Pannellia BioGas Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	C.I.
EniBioCh4in Quadruvium Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	100.000	EniBioCh4in SpA	100,00	C.I.
EniBioCh4in Service BioGas Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	EniBioCh4in SpA	100,00	C.I.
EniBioCh4in Società Agricola Il Bue Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	C.I.
EniBioCh4in SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	2.500.000	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	C.I.
Eni Fuel SpA	Roma	Italia	EUR	59.944.310	Eni SpA	100,00	C.I.
Eni Sustainable Mobility SpA (ex Eni4Cities SpA)	Roma	Italia	EUR	39.450.000	Eni SpA	100,00	C.I.
Eni Trade & Biofuels SpA	Roma	Italia	EUR	22.568.759	Eni SpA	100,00	C.I.
Petroven Srl	Genova	Italia	EUR	918.520	Ecofuel SpA	100,00	C.I.
Po' Energia Srl Società Agricola	Bolzano	Italia	EUR	10.000	EniBioCh4in SpA	100,00	C.I.
Raffineria di Gela SpA	Gela (CL)	Italia	EUR	15.000.000	Eni SpA	100,00	C.I.
SeaPad SpA	Genova	Italia	EUR	12.400.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	80,00 20,00	P.N.
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	Italia	EUR	13.580.000,20	Eni SpA	100,00	Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Abu Dhabi Refining & Trading Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Emirati Arabi Uniti	EUR	20.000	Eni Abu Dhabi R&T BV	100,00		P.N.
Eni Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	78.500.000	Eni Sust. Mobility SpA Eni Deutsch. GmbH	75,00 25,00	100,00	C.I.
Eni Benelux BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	1.934.040	Eni Sust. Mobility SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Deutschland GmbH	Monaco di Baviera (Germania)	Germania	EUR	90.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	89,00 11,00	100,00	C.I.
Eni Ecuador SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	103.142,08	Eni International BV Esain SA	99,93 0,07	100,00	C.I.
Eni Energy (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	EUR	5.000.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni France Sàrl	Lione (Francia)	Francia	EUR	56.800.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Iberia SLU	Alcobendas (Spagna)	Spagna	EUR	17.299.100	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Marketing Austria GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	19.621.665,23	Eni Mineralölh. GmbH Eni Sust. Mobility SpA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Eni Mineralölhandel GmbH	Vienna (Austria)	Austria	EUR	34.156.232,06	Eni Austria GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	Germania	EUR	2.000.000	Eni Deutsch. GmbH	100,00	100,00	C.I.
Eni Suisse SA	Losanna (Svizzera)	Svizzera	CHF	102.500.000	Eni International BV	100,00	100,00	C.I.
Eni Trading & Shipping Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000.000	ET&B SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	3.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni USA R&M Co Inc	Wilmington (USA)	USA	USD	11.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	60.000	Eni Ecuador SA Soci Terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	30.000	Eni Ecuador SA Tecnoesa SA	99,99 (..)	100,00	C.I.
Oléoduc du Rhône SA	Bovernier (Svizzera)	Svizzera	CHF	7.000.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	Ecuador	USD	36.000	Eni Ecuador SA Esain SA	99,99 (..)		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Versalis SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	446.050.728,65	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject SpA	Morrovalle (MC)	Italia	EUR	18.500.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Asian Compounds Ltd	Hong Kong (Hong Kong)	Hong Kong	HKD	1.000	Finproject Asia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Dunastyr Polisztirolgyártó Zártkörűen Működő Részvénytársaság	Budapest (Ungheria)	Ungheria	HUF	1.577.971,20	Versalis SpA Versalis Deutschland GmbH Versalis International SA	96,34 1,83 1,83	100,00	C.I.
Finproject Asia Ltd⁽⁹⁾	Hong Kong (Hong Kong)	Hong Kong	USD	1.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject Brasil Industria De Solados Eireli	Franca (Brasile)	Brasile	BRL	1.000.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject Guangzhou Trading Co Ltd	Guangzhou (Cina)	Cina	USD	180.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject India Pvt Ltd	Jaipur (India)	India	INR	100.000.000	Asian Compounds Ltd Finproject Asia Ltd	99,00 1,00	100,00	C.I.
Finproject Romania Srl	Valea Lui Mihai (Romania)	Romania	RON	67.730	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Finproject Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	100	Finproject Asia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Finproject Viet Nam Company Limited	Hai Phong (Vietnam)	Vietnam	VND	19.623.250.000	Finproject Asia Ltd	100,00	100,00	C.I.
Foam Creations (2008) Inc	Quebec City (Canada)	Canada	CAD	1.215.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Foam Creations México SA de CV	León (Messico)	Messico	MXN	19.138.165	Foam Creations (2008) Finproject SpA	99,99 (.)	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(9) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Padanaplast America Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	70.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Padanaplast Deutschland GmbH	Hannover (Germania)	Germania	EUR	25.000	Finproject SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Americas Inc	Dover (USA)	USA	USD	100.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Congo Sarlu	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	1.000.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	Germania	EUR	100.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis France SAS	Mardyck (Francia)	Francia	EUR	126.115.582,90	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	15.449.173,88	Versalis SpA Versalis Deutsch. GmbH Dunastyr Zrt Versalis France	59,00 23,71 14,43 2,86	100,00	C.I.
Versalis Kimya Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	Turchia	TRY	20.000	Versalis International SA	100,00	100,00	C.I.
Versalis México S. de RL de CV	Città del Messico (Messico)	Messico	MXN	1.000	Versalis International SA Versalis SpA	99,00 1,00	100,00	C.I.
Versalis Pacific (India) Private Ltd	Mumbai (India)	India	INR	238.700	Versalis Singapore P. Ltd Soci Terzi	99,99 (..)		P.N.
Versalis Pacific Trading (Shanghai) Co Ltd	Shanghai (Cina)	Cina	CNY	15.237.236	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	80.000	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis UK Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	4.004.042	Versalis SpA	100,00	100,00	C.I.
Versalis Zeal Ltd	Takoradi (Ghana)	Ghana	GHS	5.650.000	Versalis International SA Soci Terzi	80,00 20,00	80,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Plenitude & Power

Plenitude

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
4Energia Srl	Milano	Italia	EUR	400.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Agrikroton Srl - Società Agricola	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Borgia Wind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	PLT Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Be Charge Srl	Milano	Italia	EUR	500.000	Be Power SpA	100,00	100,00	C.I.
Be Charge Valle d'Aosta Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Be Charge Srl	100,00	100,00	C.I.
Be Power SpA	Milano	Italia	EUR	698.251	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	99,19 ^(a) 0,81	100,00	C.I.
CEF 3 Wind Energy SpA	Milano	Italia	EUR	101.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
CGDB Enrico Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
CGDB Laerte Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Corridonia Energia Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	20.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
Dynamica Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	50.000	PLT Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Ecoener Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	PLT Energia Srl	100,00	100,00	C.I.
Elettro Sannio Wind 2 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	1.225.000	PLT Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Enerkall Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	PLT Energia Srl	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	9.296.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude SpA Società Benefit (ex Eni gas e luce SpA Società Benefit)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	770.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eolica Pietramontecorvino Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	PLT Energia Srl	100,00	100,00	C.I.
Eolica Wind Power Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	PLT Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Eolo Energie - Corleone - Campofiorito Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	PLT Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Evolvere SpA Società Benefit	Milano	Italia	EUR	1.130.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	70,52 29,48	70,52	C.I.
Evolvere Venture SpA	Milano	Italia	EUR	50.000	Evolvere SpA Soc. Ben.	100,00	70,52	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Quota di Controllo: Eni Plenitude SpA SB 100,00

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Faren Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Green Srl	100,00	100,00	C.I.
FAS Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	119.000	PLT Energia Srl	100,00	100,00	C.I.
Finpower Wind Srl	Milano	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Fotovoltaica Pietramontecorvino Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
FV4P Srl	Forlì (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
Gemsa Solar Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
GPC Uno Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	25.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
GPC Due Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	12.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
Green Parity Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	PLT Energia Srl	100,00	100,00	C.I.
Lugo Società Agricola Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Lugo Solar Tech Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	SEF Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Marano Solar Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Marano Solare Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
Marcellinara Wind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	35.000	PLT Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Micropower Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	30.000	PLT Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Molinetto Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	Faren Srl	100,00	100,00	C.I.
Montefano Energia Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	20.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
Monte San Giusto Solar Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
Olivadi Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	PLT Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Parco Eolico di Tursi e Colobrarò Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	31.000	PLT Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
Pescina Wind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	50.000	PLT Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Pieve5 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
PLT Energia Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	3.865.474	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
PLT Engineering Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	PLT Energia Srl	100,00	100,00	C.I.
PLT Puregreen SpA	Cesena (FC)	Italia	EUR	500.000	PLT Energia Srl	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
PLT WIND 2020 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	1.000.000	PLT Energia Srl	100,00	100,00	C.I.
PLT Wind 2022 SpA	Cesena (FC)	Italia	EUR	1.000.000	PLT Energia Srl	100,00	100,00	C.I.
Pollenza Sole Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	32.500	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
Ravenna 1 FTV Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
RF-AVIO Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
RF-Cavallerizza Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
Ruggiero Wind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	PLT Energia Srl	100,00	100,00	C.I.
SAV - Santa Maria Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	PLT Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
SEA SpA	L'Aquila	Italia	EUR	100.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
SEF Green Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	500	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
SEF Miniwind Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	50.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
SEF Solar Abruzzo Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
SEF Solar II Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	1.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
SEF Solar Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	120.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
SEF Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	25.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Agricola Agricentro Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Società Agricola Casemurate Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
Società Agricola Forestale Pianura Verde Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Soc. Agr. Agricentro Srl	100,00	100,00	C.I.
Società Agricola Isola d'Agri Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Solar Srl	100,00	100,00	C.I.
Società Agricola L'Albero Azzurro Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	Soc. Agr. Agricentro Srl	100,00	100,00	C.I.
Società Agricola SEF Bio Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Srl	100,00	100,00	C.I.
Società Energie Rinnovabili 1 SpA	Roma	Italia	EUR	120.000	SER SpA CEF 3 Wind Energy	96,00 4,00	100,00	C.I.
Società Energie Rinnovabili SpA	Palermo	Italia	EUR	121.636	CEF 3 Wind Energy	100,00	100,00	C.I.
Timpe Muzzunetti 2 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	2.500	PLT Energia Srl Soci terzi	70,00 30,00	100,00	C.I.
Vivaro FTV Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	PLT Energia Srl	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
VRG Wind 127 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	PLT Energia Srl	100,00	100,00	C.I.
VRG WIND 149 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	PLT Wind 2022 SpA	100,00	100,00	C.I.
W-Energy Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	93.000	PLT Energia Srl	100,00	100,00	C.I.
Wind Park Laterza Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	10.000	Eni New Energy SpA	100,00	100,00	C.I.
Wind Salandra Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	100.000	PLT Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Windsol Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	3.250.000	PLT Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.
Wind Turbines Engineering 2 Srl	Cesena (FC)	Italia	EUR	5.450.000	PLT Wind 2020 Srl	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Adriaplin Podjetje za distribucijo zemeljskega plina doo Ljubljana	Lubiana (Slovenia)	Slovenia	EUR	12.956.935	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
Aleria Solar SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	100	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Alpinia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Anberia Invest SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	PLT Eng. Spagna SLU	100,00	100,00	C.I.
Argon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Arm Wind Llp	Astana (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	19.069.100.000	Eni Energy Solutions BV	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV1 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	68.000	Krypton SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV2 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Krypton SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV3 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	36.000	Krypton SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV4 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon SAS	100,00	100,00	C.I.
Athies-Samoussy Solar PV5 SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	14.000	Xenon SAS	100,00	100,00	C.I.
Belle Magiocche Solaire SAS	Bastia (Francia)	Francia	EUR	10.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Bonete Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Brazoria Class B Member Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100,00	100,00	C.I.
Brazoria County Solar Project Llc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Brazoria HoldCo Llc	100,00	89,27	C.I.
Brazoria HoldCo Llc	Dover (USA)	USA	USD	206.355.897,15	Brazoria Class B Socio terzi	89,27 10,73	89,27	C.I.
Camelia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Celtis Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Corazon Energy Class B Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc	100,00	100,00	C.I.
Corazon Energy Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Corazon Tax Eq. Part. Llc	100,00	91,74	C.I.
Corazon Energy Services Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc	100,00		P.N.
Corazon Tax Equity Partnership Llc	Dover (USA)	USA	USD	199.142.207,16	Corazon En. Class B Llc Soci Terzi	91,74 8,26	91,74	C.I.
Corlinter 5000 SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	PLT Eng. Spagna SLU	100,00	100,00	C.I.
Desarrollos Empresariales Illas SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude Re. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Desarrollos Energéticos Riojanos SL	Villarcayo de Merindad de Castilla la Vieja (Spagna)	Spagna	EUR	876.042	Eni Plenitude SpA SB Energias Amb. Outes	60,00 40,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Ecovent Parc Eolic SAU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	1.037.350	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Ekain Renovables SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	PLT Eng. Spagna SLU	100,00	100,00	C.I.
Energía Eólica Boreas SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Energías Ambientales de Outes SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	643.451,49	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Energías Alternativas Eolicas Riojanas SL	Logroño (Spagna)	Spagna	EUR	2.008.901,71	Eni Plenitude SpA SB Desarrollos Energéticos	57,50 42,50	100,00	C.I.
Eni Energy Solutions BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Gas & Power France SA	Levallois Perret (Francia)	Francia	EUR	239.500.800	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	99,99 (-)	100,00	C.I.
Eni New Energy Australia Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	4	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Batchelor Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New En. Aus. Pty Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Katherine Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New En. Aus. Pty Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd	Perth (Australia)	Australia	AUD	1	Eni New En. Aus. Pty Ltd	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy US Holding Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Eni New Energy US Inv. Inc	99,00 1,00	100,00	C.I.
Eni New Energy US Inc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni New Energy US Investing Inc	Dover (USA)	USA	USD	1.000	Eni New Energy US Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Iberia SLU (ex Aldro Energía y Soluciones SLU)	Santader (Spagna)	Spagna	EUR	3.192.000	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Operations France SAS (ex Dhamma Energy SAS)	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.116.489,72	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables France SAS (ex Dhamma Energy Development SAS)	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	51.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	627.464	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Luxembourg Sàrl (ex Dhamma Energy Group Sàrl)	Dudelange (Lussemburgo)	Lussemburgo	EUR	10.253.560	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Renewables Spain SLU (ex Dhamma Energy Management SLU)	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	6.680	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Eni Plenitude Rooftop France SAS (ex Dhamma Energy Rooftop SAS)	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Eolica Cuellar de la Sierra SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	110.999,77	PLT Spagna SL	100,00	51,00	C.I.
Estanque Redondo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Fotovoltaica Escudero SLU	Valencia (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Gas Supply Company Thessaloniki - Thessalia SA	Thessaloniki (Grecia)	Grecia	EUR	13.761.788	Eni Plenitude SpA SB	100,00	100,00	C.I.
Guajillo Energy Storage Llc	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US H. Llc	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Guilleus Consulting SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	PLT Eng. Spagna SLU	100,00	100,00	C.I.
Holding Lanas Solar Sàrl	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Inveese SAS	Bogotà (Colombia)	Colombia	COP	100.000.000	PLT Colombia SAS Soci Terzi	75,00 25,00	38,25	C.I.
Ixia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Krypton SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	180.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS	100,00	100,00	C.I.
Lanas Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	100	Holding Lanas Solar	100,00	100,00	C.I.
Membrio Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Miburia Trade SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	PLT Eng. Spagna SLU	100,00	100,00	C.I.
Olea Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Opalo Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Pistacia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
PLT Colombia SAS	Bogotà (Colombia)	Colombia	COP	510.840.000	PLT Energia Srl Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
PLT Engineering Colombia SAS	Bogotà (Colombia)	Colombia	COP	1.000.000	PLT Engineering Srl Soci Terzi	60,00 40,00	60,00	C.I.
PLT Engineering Romania Srl	Cluj-Napoca (Romania)	Romania	RON	4.400	PLT Engineering Srl Micropower Srl	95,00 5,00	100,00	C.I.
PLT Engineering Spagna SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	PLT Engineering Srl	100,00	100,00	C.I.
PLT Spagna SL	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	100.000	PLT Energia Srl Soci Terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.
POP Solar SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Punes Trade SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	PLT Eng. Spagna SLU	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV1 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	14.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV2 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	14.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV3 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	14.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV4 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	13.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV5 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	13.600	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV6 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	19.300	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV7 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	31.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV8 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	19.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(a) Quota di Controllo: Dhamma Energy SAS 100,00

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
SKGRPV9 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	19.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV10 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	18.800	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV11 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	25.300	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV12 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	19.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV13 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	30.900	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV14 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	39.900	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV15 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	19.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV16 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	19.000	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV17 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	10.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV18 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	5.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV19 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	12.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
SKGRPV20 Single Member Private Company	Atene (Grecia)	Grecia	EUR	12.200	Eni Plen. Renew. Hellas	100,00	100,00	C.I.
Tebar Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Xenon SAS	Argenteuil (Francia)	Francia	EUR	1.500.100	Eni Plen. Op. Fr. SAS Soci Terzi	0,01 ^(a) 99,99	100,00	C.I.
Zinnia Solar SLU	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	3.000	Eni Plen. Ren. Lux. Sàrl	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Quota di Controllo: Eni Plenitude Operations France SAS 100,00

Power

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
EniPower Mantova SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	144.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	86,50 13,50	44,12	C.I.
EniPower SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	200.000.000	Eni SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Corporate e Altre attività

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	Italia	EUR	2.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
D-Share SpA	Milano	Italia	EUR	121.719,25	AGI SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Corporate University SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	3.360.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni Energia Italia Srl	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
Eni Trading & Shipping SpA (in liquidazione)	Roma	Italia	EUR	334.171	Eni SpA	100,00		Co.
EniProgetti SpA	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	2.064.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
EniServizi SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	13.427.419,08	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eniverse Ventures Srl (ex Eni Nuova Energia Srl)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni SpA	100,00		Co.
Serfactoring SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	5.160.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	48.205.536	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Banque Eni SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	EUR	50.000.000	Eni International BV Eni Oil Holdings BV	99,90 0,10	100,00	C.I.
Eni Finance International SA	Bruxelles (Belgio)	Belgio	USD	1.480.365.336	Eni International BV Eni SpA	66,39 33,61	100,00	C.I.
Eni Finance USA Inc (in liquidazione)	Dover (USA)	USA	USD	2.500.000	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
Eni Insurance DAC	Dublino (Irlanda)	Irlanda	EUR	500.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	641.683.425	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Eni International Resources Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	50.000	Eni SpA Eni UK Ltd	99,99 (-)	100,00	C.I.
Eni Next LLC	Dover (USA)	USA	USD	100	Eni Petroleum Co Inc	100,00	100,00	C.I.
EniProgetti Egypt Ltd	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	50.000	EniProgetti SpA Eni SpA	99,00 1,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Rewind SpA	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	101.950.844,46	Eni SpA Soci Terzi	99,99 (..)	100,00	C.I.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela (CL)	Italia	EUR	1.300.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	52,00 48,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Rewind International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	20.000	Eni International BV	100,00		P.N.
Oleodotto del Reno SA	Coira (Svizzera)	Svizzera	CHF	1.550.000	Eni Rewind SpA	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Imprese a controllo congiunto e collegate

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agri-Energy Srl^(†)	Jolanda di Savoia (FE)	Italia	EUR	50.000	Eni Natural Energies SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)	San Donato Milanese (MI)	Angola	EUR	20.200.000	Azule Energy Hold. Ltd	100,00		
Mozambique Rovuma Venture SpA^(†)	San Donato Milanese (MI)	Mozambico	EUR	20.000.000	Eni SpA Soci Terzi	35,71 64,29		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Agiba Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Angola JVCO Ltd	Sunbury-On-Thames (Regno Unito)	Angola	USD	1.000	Azule Energy Hold. Ltd	100,00		
Ashrafi Island Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Azule Energy Gas Supply Services Inc	Houston (USA)	USA	USD	1.000	Azule Energy Hold. Ltd	100,00		
Azule Energy Holdings Ltd^(†)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	USD	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Barentsmorneftegaz Sàrl^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
BP Angola (Block 18) BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	2.275.625,42	Angola JVCO Ltd	100,00		
BP Exploration Angola (Kwanza Benguela) Limited	Sunbury-On-Thames (Regno Unito)	Angola	EUR	1	Angola JVCO Ltd	100,00		
BP Exploration (Angola) Limited	Sunbury-On-Thames (Regno Unito)	Angola	EUR	1.000.000	Angola JVCO Ltd	100,00		
BP Gas Supply (Angola) LLC	Wilmington (Regno Unito)	Angola	EUR	12.800.000	Azule En. Gas Sup. S. Inc	100,00		
Cabo Delgado Gas Development Limitada^(†)	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	2.500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Cardón IV SA^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Compañía Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		Co.
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Coral South FLNG DMCC	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
East Delta Gas Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
East Kanayis Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
East Obaiyed Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
El Tamsah Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
El-Fayrouz Petroleum Co^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Azule Energy Hold. Ltd	100,00		
Eni Angola Production BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Angola	EUR	20.000	Azule Energy Hold. Ltd	100,00		
Fedynskmorneftegaz Sàrl^(†)	Lussemburgo (Lussemburgo)	Russia	USD	20.000	Eni Energy Russia BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Isatay Operating Company Lip^(†)	Astana (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	400.000	Eni Isatay Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	20.000	Agip Karachaganak BV Soci Terzi	29,25 70,75		Co.
Khaleej Petroleum Co Wll	Safat (Kuwait)	Kuwait	KWD	250.000	Eni Middle E. Ltd Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Liberty National Development Co Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	32,50 67,50		P.N.
Mediterranean Gas Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Meleilha Petroleum Company^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Mellitah Oil & Gas BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	20.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Norpipe Terminal HoldCo Ltd	Londra (Regno Unito)	Norvegia	GBP	55,69	Eni SpA Soci Terzi	14,20 85,80		P.N.
North Bardawil Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	30,00 70,00		
North El Burg Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
PetroBicentenario SA^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
PetroJunín SA^(†)	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0,02	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	26,00 74,00		P.N.
Pharaonic Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Port Said Petroleum Co^(†)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Qatar Liquefied Gas Company Limited (9)	Doha (Qatar)	Qatar	USD	1.175.885.000	Eni Qatar BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	22,50 77,50		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	37,50 62,50		Co.
Rovuma LNG Investment (DIFC) Ltd	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	Mozambico	USD	50.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Rovuma LNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	MZN	100.000.000	Eni Mozambique LNG H. BV Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Shorouk Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Production BV Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Société Centrale Electrique du Congo SA	Pointe-Noire (Repubblica del Congo)	Repubblica del Congo	XAF	44.732.000.000	Eni Congo SA Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
Société Italo Tunisienne d'Exploitation Pétrolière SA^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	5.000.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation du Permis du Sud SA^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	100.000	Eni Tunisia BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Solenova Ltd^(†)	Londra (Regno Unito)	Angola	USD	1.580.000	Eni E&P Holding BV Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Thekah Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	25,00 75,00		
United Gas Derivatives Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	USD	153.000.000	Eni International BV Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Vår Energi ASA^(#)	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	NOK	399.425.000	Eni International BV Soci Terzi	63,08 36,92		P.N.
VIC CBM Ltd^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	52.315.912	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Virginia Indonesia Co CBM Ltd^(†)	Londra (Regno Unito)	Indonesia	USD	25.631.640	Eni Lasmo Plc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
West Ashrafi Petroleum Co^(†) (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	leoc Exploration BV Soci Terzi	50,00 50,00		

(#) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Azioni senza valore nominale.

Global Gas & LNG Portfolio

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Mariconsult SpA^(†)	Milano	Italia	EUR	120.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Transmed SpA^(†)	Milano	Italia	EUR	240.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Blue Stream Pipeline Co BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	USD	22.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00	74,62 ^(a)	J.O.
Damietta LNG (DLNG) SAE^(†)	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	375.000.000	Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
DLNG Service SAE^(†) (ex SEGAS Services SAE)	Damietta (Egitto)	Egitto	USD	1.000.000	Damietta LNG Eni Gas Liquef. BV Soci Terzi	98,00 1,00 1,00	50,00	J.O.
GreenStream BV^(†)	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	EUR	200.000.000	Eni North Africa BV Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Premium Multiservices SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	200.000	Sergaz SA Soci Terzi	49,99 50,01		P.N.
SAMCO Sagl	Lugano (Svizzera)	Svizzera	CHF	20.000	Transmed. Pip. Co Ltd Eni Corridor Srl Soci Terzi	90,00 5,00 5,00		P.N.
Société Energies Renouvelables Eni-ETAP SA^(†)	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Transmediterranean Pipeline Co Ltd^{(†)(10)}	St. Helier (Jersey)	Jersey	USD	10.310.000	Eni Corridor Srl Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Percentuale pari al working interest di Eni.

(10) Società assoggettata a regime fiscale privilegiato di cui all'art. 167, comma 4 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917: il reddito di competenza di Gruppo è soggetto a tassazione in Italia. Partecipazione considerata di controllo ex art. 167, comma 2 del TUIR.

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Arezzo Gas SpA ^(†)	Arezzo	Italia	EUR	394.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
CePIM Centro Padano Interscambio Merci SpA	Fontevivo (PR)	Italia	EUR	6.642.928,32	Ecofuel SpA Soci Terzi	44,78 55,22		P.N.
Consorzio Operatori GPL di Napoli	Napoli	Italia	EUR	102.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Costiero Gas Livorno SpA ^(†)	Livorno	Italia	EUR	26.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	65,00 35,00	65,00	J.O.
Disma SpA	Segrate (MI)	Italia	EUR	2.600.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	Italia	EUR	2.068.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	40,50 59,50		P.N.
Raffineria di Milazzo ScpA ^(†)	Milazzo (ME)	Italia	EUR	171.143.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00	50,00	J.O.
Seram SpA	Fiumicino (RM)	Italia	EUR	852.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	Italia	EUR	3.326.900	Ecofuel SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA ^(†)	Roma	Italia	EUR	3.085.000	Eni SpA Soci Terzi	70,00 30,00		P.N.
South Italy Green Hydrogen Srl ^(†)	Roma	Italia	EUR	10.000	Eni SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	500.000.000	Eni Abu Dhabi R&T Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
ADNOC Global Trading Ltd	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	USD	100.000.000	Eni Abu Dhabi R&T Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.
AET - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH ^(†)	Schwedt (Germania)	Germania	EUR	27.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	33,33 66,67		P.N.
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH ^(†)	Vohburg (Germania)	Germania	EUR	10.226.000	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00	20,00	J.O.
City Carburoil SA ^(†)	Monteceneri (Svizzera)	Svizzera	CHF	6.000.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	49,91 50,09		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Egyptian International Gas Technology Co	New Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	100.000.000	Eni International BV Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
ENEOS Italsing Pte Ltd	Singapore (Singapore)	Singapore	SGD	12.000.000	Eni International BV Soci Terzi	22,50 77,50		P.N.
Fuelling Aviation Services GIE	Tremblay-en-France (Francia)	Francia	EUR	0	Eni France Sàrl Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Mediterrannée Bitumes SA	Tunisi (Tunisia)	Tunisia	TND	1.000.000	Eni International BV Soci Terzi	34,00 66,00		P.N.
Routex BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Paesi Bassi	EUR	67.500	Eni Sust. Mobility SpA Routex BV Soci Terzi	20,00 ^(a) 20,00 60,00		P.N.
Saraco SA	Meyrin (Svizzera)	Svizzera	CHF	420.000	Eni Suisse SA Soci Terzi	20,00 80,00		Co.
Supermetanol CA^(†)	Jose Puerto La Cruz (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Ecofuel SpA Supermetanol CA Soci Terzi	34,51 30,07 35,42	50,00 ^(b)	J.O.
TBG Tanklager Betriebsgesellschaft GmbH^(†)	Salisburgo (Austria)	Austria	EUR	43.603,70	Eni Marketing A. GmbH Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Düsseldorf (Germania)	Germania	EUR	409.034	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Eni Sustainable Mobility SpA 25,00
Soci Terzi 75,00

(b) Percentuale pari al working interest di Eni.

Chimica

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Brindisi Servizi Generali Scarl	Brindisi	Italia	EUR	1.549.060	Versalis SpA Eni Rewind SpA EniPower SpA Soci Terzi	49,00 20,20 8,90 21,90		P.N.
IFM Ferrara ScpA	Ferrara	Italia	EUR	5.304.464	Versalis SpA Eni Rewind SpA S.E.F. Srl Soci Terzi	19,61 11,51 10,63 58,25		P.N.
Matrica SpA^(†)	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	37.500.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Novamont SpA	Novara	Italia	EUR	20.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	35,00 65,00		P.N.
Priolo Servizi ScpA	Melilli (SR)	Italia	EUR	28.100.000	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	37,22 5,65 57,13		P.N.
Ravenna Servizi Industriali ScpA	Ravenna	Italia	EUR	5.597.400	Versalis SpA EniPower SpA Ecofuel SpA Soci Terzi	42,13 30,37 1,85 25,65		P.N.
Servizi Porto Marghera Scarl	Venezia Marghera (VE)	Italia	EUR	8.695.718	Versalis SpA Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,44 38,39 13,17		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Lotte Versalis Elastomers Co Ltd^(†)	Yeosu (Corea del Sud)	Corea del Sud	KRW	551.800.000.000	Versalis SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Versalis Chem-invest LLP^(†)	Uralsk City (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	64.194.000	Versalis International SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
VPM Oilfield Specialty Chemicals Llc^(†)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	AED	1.000.000	Versalis International SA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Plenitude & Power

Plenitude

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci		% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Bettercity SpA	Bergamo	Italia	EUR	50.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
E-Prosume Srl^(†) (in liquidazione)	Milano	Italia	EUR	100.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
Evogy Srl Società Benefit	Seriate (BG)	Italia	EUR	11.785,71	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	45,45 54,55		P.N.
GreenIT SpA^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	50.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Hergo Renewables SpA^(†)	Milano	Italia	EUR	50.000	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	65,00 35,00		P.N.
Renewable Dispatching Srl	Milano	Italia	EUR	200.000	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Siel Agrisolare Srl^(†)	Cesena (FC)	Italia	EUR	10.000	SEF Srl Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
Tate Srl	Bologna	Italia	EUR	408.509,29	Evolvere Venture SpA Soci Terzi	36,00 64,00		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale Soci		% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	82.351.634	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	99,00 1,00		P.N.
Clarensac Solar SAS	Meyreuil (Francia)	Francia	EUR	25.000	Eni Plen. Op. Fr. SAS Soci Terzi	40,00 60,00		P.N.
Enera Conseil SAS^(†)	Clichy (Francia)	Francia	EUR	9.690	Eni G&P France SA Soci Terzi	51,00 49,00		P.N.
EnerOcean SL^(†)	Malaga (Spagna)	Spagna	EUR	409.784	Eni Plenitude SpA SB Soci Terzi	25,00 75,00		P.N.
Novis Renewables Holdings Llc	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Novis Renewables LLC^(†)	Wilmington (USA)	USA	USD	100	Eni New Energy US Inc Soci Terzi	50,00 50,00		P.N.
POW - Polish Offshore Wind-Co Sp zoo^(†)	Varsavia (Polonia)	Polonia	PLN	5.000	Eni En. Solutions BV Soci Terzi	95,00 5,00		P.N.
Vårgrønn AS^(†)	Stavanger (Norvegia)	Norvegia	NOK	400.000	Eni En. Solutions BV Soci Terzi	65,00 35,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Power
IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Società EniPower Ferrara Srl ^(†)	San Donato Milanese (MI)	Italia	EUR	140.000.000	EniPower SpA Soci Terzi	51,00 49,00	26,01	J.O.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.
(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Corporate e Altre attività

Corporate e Società finanziarie

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl ^(†)	Frascati (RM)	Italia	EUR	1.000.000	Eni SpA Soci Terzi	25,00 75,00		Co.
Saipem SpA ^{(#)(†)}	Milano	Italia	EUR	501.669.790,83	Eni SpA Saipem SpA Soci Terzi	31,19 ^(a) 0,02 68,79		P.N.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Avanti Battery Company	Natick (USA)	USA	USD		Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Commonwealth Fusion Systems Llc	Wilmington (USA)	USA	USD		Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Cool Planet Technologies Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP		Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
CZero Inc	Wilmington (USA)	USA	USD		Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Form Energy Inc	Somerville (USA)	USA	USD		Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
M2X Energy Inc (ex Obantarla Corp.)	Wilmington (USA)	USA	USD		Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
sHYp BV PBC	Wilmington (USA)	USA	USD		Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.
Tecnicno Engineering Contractors Llp ^(†)	Aksai (Kazakhstan)	Kazakhstan	KZT	29.478.455	EniProgetti SpA Soci Terzi	49,00 51,00		P.N.
Thiozen Inc	Wilmington (USA)	USA	USD		Eni Next Llc Soci Terzi			P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

(a) Quota di Controllo: Eni SpA 31,20
Soci Terzi 68,80

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
HEA SpA ^(†)	Bologna	Italia	EUR	50.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	50,00 50,00		Co.
Progetto Nuraghe Scarl	Porto Torres (SS)	Italia	EUR	10.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	48,55 51,45		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(†) L'impresa è a controllo congiunto.

Altre Partecipazioni Rilevanti

Exploration & Production

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
BF SpA ^(#)	Jolanda di Savoia (FE)	Italia	EUR	187.059.565	Eni Natural Energies SpA Soci Terzi	3,32 96,68	F.V.
Consorzio Universitario in Ingegneria per la Qualità e l'Innovazione	Pisa	Italia	EUR	138.000	Eni SpA Soci Terzi	16,67 83,33	F.V.

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
Administradora del Golfo de Paria Este SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Brass LNG Ltd	Lagos (Nigeria)	Nigeria	USD	1.000.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	20,48 79,52	F.V.
Darwin LNG Pty Ltd	West Perth (Australia)	Australia	AUD	187.569.921,42	Eni G&P LNG Aus. BV Soci Terzi	10,99 89,01	F.V.
New Liberty Residential Co Llc	West Trenton (USA)	USA	USD	0 ^(a)	Eni Oil & Gas Inc Soci Terzi	17,50 82,50	F.V.
Nigeria LNG Ltd	Port Harcourt (Nigeria)	Nigeria	USD	1.138.207.000	Eni Int. NA NV Sàrl Soci Terzi	10,40 89,60	F.V.
North Caspian Operating Co NV	L'Aja (Paesi Bassi)	Kazakhstan	EUR	128.520	Agip Caspian Sea BV Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Petrolera Güiría SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	VED	0	Eni Venezuela BV Soci Terzi	19,50 80,50	F.V.
Torsina Oil Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	EGP	20.000	Ieoc Production BV Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati italiani o di altri Paesi dell'UE.

(a) Azioni senza valore nominale.

Global Gas & LNG Portfolio

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Norsea Gas GmbH	Friedeburg-Etzel (Germania)	Germania	EUR	1.533.875,64	Eni International BV Soci Terzi	13,04 86,96	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione(*)
BFS Berlin Fuelling Services GbR	Berlino (Germania)	Germania	EUR	89.199	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Compañía de Economía Mixta "Austrogas"	Cuenca (Ecuador)	Ecuador	USD	6.863.493	Eni Ecuador SA Soci Terzi	13,38 86,62	F.V.
Dépôts Pétroliers de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Dépôt Pétrolier de la Côte d'Azur SAS	Nanterre (Francia)	Francia	EUR	207.500	Eni France Sàrl Soci Terzi	18,00 82,00	F.V.
Dépôts Pétroliers de Fos SA	Fos-Sur-Mer (Francia)	Francia	EUR	3.954.196,40	Eni France Sàrl Soci Terzi	16,81 83,19	F.V.
Joint Inspection Group Ltd	Cambourne (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	0 ^(a)	Eni SpA Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR"	Al Jubail (Arabia Saudita)	Arabia Saudita	SAR	1.200.000.000	Ecofuel SpA Soci Terzi	10,00 90,00	F.V.
S.I.P.G. Société Immobilière Pétrolière de Gestion Snc	Tremblay-en-France (Francia)	Francia	EUR	40.000	Eni France Sàrl Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
Sistema Integrado de Gestion de Aceites Usados	Madrid (Spagna)	Spagna	EUR	175.713	Eni Iberia SLU Soci Terzi	15,45 84,55	F.V.
Tanklager - Gesellschaft Tegel (TGT) GbR	Amburgo (Germania)	Germania	EUR	4.953	Eni Deutsch. GmbH Soci Terzi	12,50 87,50	F.V.
TAR - Tankanlage Ruemlang AG	Ruemlang (Svizzera)	Svizzera	CHF	3.259.500	Eni Suisse SA Soci Terzi	16,27 83,73	F.V.
Tema Lube Oil Co Ltd	Accra (Ghana)	Ghana	GHS	258.309	Eni International BV Soci Terzi	12,00 88,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(a) Azioni senza valore nominale.

Corporate e altre attività

Corporate e Società finanziarie

ALL'ESTERO

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
New Energy One Acquisition Corporation Plc ^(#)	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	GBP	71.875	Eni International BV Soci Terzi	3,92 96,08	F.V.

Altre attività

IN ITALIA

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione ^(*)
Ottana Sviluppo ScpA (in fallimento)	Nuoro	Italia	EUR	516.000	Eni Rewind SpA Soci Terzi	30,00 70,00	F.V.

(*) C.I. = consolidamento integrale, J.O. = joint operation, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo, F.V. = valutazione al fair value.

(#) Società con azioni quotate nei mercati regolamentati extra-UE.

Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio

Imprese consolidate con il metodo integrale

IMPRESE INCLUSE (N. 113)

Agrikroton Srl - Società Agricola	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Anberia Invest SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Borgia Wind Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Brazoria Class B Member Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Brazoria HoldCo Llc	Dover	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Corazon Energy Class B Llc	Dover	Plenitude	Acquisizione
Corazon Energy Llc	Dover	Plenitude	Acquisizione
Corazon Tax Equity Partnership Llc	Dover	Plenitude	Acquisizione
Corlinter 5000 SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Corridonia Energia Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Dynamica Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Ecoener Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Ekain renewables SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Elettro Sannio Wind 2 Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Energía Eólica Boreas SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Enerkall Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Eni Corridor Srl	San Donato Milanese (MI)	Global Gas & LNG Portfolio	Sopravvenuta rilevanza
Eni New Energy Australia Pty Ltd	Perth	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Eni New Energy Batchelor Pty Ltd	Perth	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Eni New Energy Katherine Pty Ltd	Perth	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Eni New Energy Manton Dam Pty Ltd	Perth	Plenitude	Sopravvenuta rilevanza
Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA	Atene	Plenitude	Acquisizione
Eni Qatar BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta rilevanza
Eni Sustainable Mobility SpA	Roma	Refining & Marketing	Sopravvenuta rilevanza
Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV	Città del Messico	Refining & Marketing	Sopravvenuta rilevanza
Eolica Cuellar de la Sierra SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Eolica Pietramontecorvino Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Eolica Wind Power Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Eolo Energie - Corleone - Campofiorito Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Export LNG Ltd	Hong Kong	Exploration & Production	Acquisizione
Faren Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
FAS Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Fotovoltaica Escudero SLU	Valencia	Plenitude	Acquisizione del controllo
Fotovoltaica Pietramontecorvino Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
FV4P Srl	Forlì (FC)	Plenitude	Acquisizione
Gemsa Solar Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
GPC Uno Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione

GPC Due Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Green Parity Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Guajillo Energy Storage Llc	Dover	Plenitude	Acquisizione
Guilleus Consulting SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Inveese SAS	Bogotá	Plenitude	Acquisizione
Lugo Società Agricola Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Lugo Solar Tech Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Marano Solar Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Marano Solare Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Marcellinara Wind Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Miburia Trade SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Micropower Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Molinetto Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Monte San Giusto Solar Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Montefano Energia Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Olivadi Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Parco Eolico di Tursi e Colobraro Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Pescina Wind Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Pieve5 Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
PLT Colombia SAS	Bogotá	Plenitude	Acquisizione
PLT Energia Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
PLT Engineering Colombia SAS	Bogotá	Plenitude	Acquisizione
PLT Engineering Romania Srl	Cluj-Napoca	Plenitude	Acquisizione
PLT Engineering Spagna SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
PLT Engineering Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
PLT Puregreen SpA	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
PLT Spagna SL	Madrid	Plenitude	Acquisizione
PLT WIND 2020 Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
PLT Wind 2022 SpA	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Pollenza Sole Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Punes trade SLU	Madrid	Plenitude	Acquisizione
Ravenna 1 FTV Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
RF-AVIO Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
RF-Cavallerizza Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Ruggiero Wind Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
SAV - Santa Maria Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
SEF Green Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione

SEF Miniwind Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
SEF Solar Abruzzo Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
SEF Solar II Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
SEF Solar Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
SEF Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV1 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV2 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV3 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV4 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV5 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV6 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV7 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV8 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV9 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV10 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV11 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV12 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV13 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV14 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV15 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV16 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV17 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV18 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV19 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
SKGRPV20 Single Member Private Company	Atene	Plenitude	Acquisizione
Società Agricola Agricentro Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Società Agricola Casemurate Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Società Agricola Forestale Pianura Verde Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Società Agricola Isola d'Agri Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Società Agricola L'Albero Azzurro Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Società Agricola SEF Bio Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Timpe Muzzunetti 2 Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Vivaro FTV Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
VRG Wind 127 Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
VRG WIND 149 Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
W-Energy Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Wind Salandra Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Wind Turbines Engineering 2 Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione
Windsol Srl	Cesena (FC)	Plenitude	Acquisizione

IMPRESE ESCLUSE (N. 30)

EniBioCh4in Annia Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Refining & Marketing	Fusione
EniBioCh4in Appia Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Refining & Marketing	Fusione
EniBioCh4in Briona Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Refining & Marketing	Fusione
EniBioCh4in Calandre Energia Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Refining & Marketing	Fusione
EniBioCh4in Gardilliana Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Refining & Marketing	Fusione
EniBioCh4in Maddalena Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Refining & Marketing	Fusione
EniBioCh4in Medea Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Refining & Marketing	Fusione
EniBioCh4in Mortara Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Refining & Marketing	Fusione
EniBioCh4in Plovera Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Refining & Marketing	Fusione
EniBioCh4in Rhodigium Società Agricola Srl	San Donato Milanese (MI)	Refining & Marketing	Fusione
EniBioCh4in San Benedetto Po Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Refining & Marketing	Fusione
EniBioCh4in Vigevano Srl Società Agricola	San Donato Milanese (MI)	Refining & Marketing	Fusione
EniBioCh4in Villacidro Agricole Società Agricola a responsabilità limitata	San Donato Milanese (MI)	Refining & Marketing	Fusione
Eni AEP Ltd	Londra	Exploration & Production	Cessione
Eni Angola SpA	San Donato Milanese (MI)	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni Angola Exploration BV	Amsterdam	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni Angola Production BV	Amsterdam	Exploration & Production	Perdita del controllo
Eni New Energy Pakistan (Private) Ltd	Karachi	Exploration & Production	Cessione
Eni North Sea Wind Ltd	Londra	Plenitude	Perdita del controllo
Eni Mozambique Engineering Ltd	Londra	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni Pakistan Ltd	Londra	Exploration & Production	Cessione
Eni Pakistan (M) Ltd Sàrl	Lussemburgo	Exploration & Production	Cessione
Eni South Africa BV	Amsterdam	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eni West Africa SpA	San Donato Milanese (MI)	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Eolica Lucana Srl	Milano	Plenitude	Fusione
Green Energy Management Services Srl	Roma	Plenitude	Fusione
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini (CA)	Altre attività	Cessione
Instalaciones Martínez Díez SLU	Torrelavega	Plenitude	Fusione
Mizamtec Operating Company S. de RL de CV	Città del Messico	Exploration & Production	Sopravvenuta irrilevanza
Padanaplast Srl	Roccabianca	Chimica	Fusione

Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione

(€ migliaia)	Revisore della capogruppo			Rete del revisore della capogruppo			Totale		
	Società capogruppo	Società controllate ⁽¹⁾	Gruppo Eni	Società capogruppo	Società controllate ⁽¹⁾	Gruppo Eni	Società capogruppo	Società controllate ⁽¹⁾	Gruppo Eni
Revisione legale dei conti	8.908	5.216	14.124	14	9.499	9.513	8.922	14.716	23.637
Servizi di attestazione	123	307	430	-	288	288	123	595	718
Servizi di consulenza fiscale	-	-	-	-	11	11	-	11	11
Altri servizi	1.233	1.115	2.348	-	485	485	1.233 ⁽²⁾	1.600 ⁽³⁾	2.834
Totale corrispettivi	10.264	6.638	16.902	14	10.284	10.298	10.278	16.922	27.200

(1) Si intendono società controllate, di cui alla Direttiva Transparency, riconducibili essenzialmente, alle società considerate controllate secondo le disposizioni dei principi contabili internazionali e secondo le normative civilistiche applicabili.

(2) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA alla capogruppo sono relativi principalmente a servizi per l'emissione di comfort letter in occasione di emissioni obbligazionarie, ai servizi di revisione della relazione predisposta da Eni SpA sui pagamenti ai governi e alle verifiche sui riaddebiti dei costi/tariffe.

(3) Gli altri servizi di revisione forniti da PwC SpA e dalle società appartenenti al network PwC alle società controllate sono relativi principalmente a: (i) emissione di comfort letter, (ii) procedure di verifica concordate e (iii) certificazione tariffe.

Relazione della società di revisione sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato

Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio

Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti
ai sensi dell'Art. 153 D.Lgs. 58/1998 e dell'Art. 2429 C.C.



Eni SpA

[Sede Legale](#)

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2022: € 4.005.358.876,00 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588

Partita IVA 00905811006

[Altre Sedi](#)

Via Emilia, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Piazza Ezio Vanoni, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

[Contatti](#)

eni.com

+39-0659821

800940924

segreteria.societaria.azionisti@eni.com

[Ufficio rapporti con gli investitori](#)

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929

e-mail: investor.relations@eni.com

[Layout, impaginazione e supervisione](#)

K-Change - Roma

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE DI Eni S.p.A.

RIUNIONE N. 4 DEL 16 MARZO 2023

Verbale

Il 16 marzo 2023 alle 9:00, presso il Distretto Centro Settentrionale di Eni in via del Marchesato 13 ("DICS"), a Marina di Ravenna, con collegamento in videoconferenza con gli uffici della società a Roma (Piazzale Enrico Mattei 1) e a San Donato Milanese (Piazza Vanoni 1), e con altri sistemi di audio e videoconferenza, si è riunito il Consiglio di Amministrazione di Eni S.p.A., convocato con avviso del 10 marzo 2023, trasmesso in pari data (*OMISSIS*).

Ai sensi dell'articolo 20.1 dello Statuto, la **Presidente** Lucia Calvosa assume la presidenza della riunione e constata che sono presenti:

- ♦ presso il DICS di Ravenna:
 - ♦ Claudio Descalzi, Amministratore Delegato;
 - ♦ Pietro Guindani, Consigliere;
 - ♦ Karina Litvack, Consigliere;
 - ♦ Emanuele Piccinno, Consigliere;
 - ♦ Nathalie Tocci, Consigliere;
 - ♦ Raphael Louis L. Vermeir, Consigliere;
 - ♦ Rosalba Casiraghi, Presidente del Collegio Sindacale;
 - ♦ Enrico Maria Bignami, Sindaco effettivo;
 - ♦ Marcella Caradonna, Sindaco effettivo;
 - ♦ Giovanna Ceribelli, Sindaco effettivo;
 - ♦ Marco Seracini, Sindaco effettivo;
 - ♦ Luca Franceschini, Segretario del Consiglio di Amministrazione;
- ♦ collegata in videoconferenza con sistema aziendale:
 - ♦ Ada Lucia De Cesaris, Consigliere.

Il **Consigliere Giansante** ha comunicato di non poter partecipare alla riunione.

Il Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria di Eni S.p.A., Manuela Arrigucci, che parteciperà alla riunione in videoconferenza con sistema aziendale, ha comunicato che si collegherà in ritardo.



Constatate la regolarità della convocazione, la presenza della maggioranza degli amministratori in carica, la sussistenza delle condizioni statutarie per lo svolgimento della riunione in audio e videoconferenza e il rispetto delle disposizioni sanitarie prescritte dalla normativa aziendale sul contrasto al Coronavirus, dichiara la riunione validamente costituita e procede con l'esame degli argomenti iscritti nell'ordine del giorno, contenuto nell'avviso di convocazione della odierna riunione:

ORDINE DEL GIORNO

OMISSIS

5. Relazione Finanziaria 2022, dividendo e proposta di distribuzione riserve a titolo e in luogo del dividendo 2022 (*appr.*).

OMISSIS

La **Presidente** procede all'esame del punto 5 dell'ordine del giorno:

- 5. Relazione Finanziaria 2022, dividendo e proposta di distribuzione riserve a titolo e in luogo del dividendo 2022 (*appr.*).**

Fa presente che viene sottoposta ad approvazione del Consiglio la Relazione Finanziaria 2022, comprendente il progetto di bilancio d'esercizio, il bilancio consolidato, la Relazione sulla gestione e le attestazioni dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili ai sensi dell'art. 154-*bis*, comma 5, del TUF e della delibera sui poteri riservati al Consiglio di Amministrazione. La Relazione finanziaria annuale sarà depositata e messa a disposizione del pubblico nei termini di legge e di regolamento.

Ricorda che dall'esercizio 2021 è in vigore l'obbligo di presentazione nel formato elettronico comune ESEF (*European Single Electronic Format*) per i bilanci delle società quotate, come previsto dalla direttiva *Transparency* (Direttiva 2004/109/CE, così come modificata dalla direttiva 2013/50/UE) e dal Regolamento delegato della Commissione europea 2019/815 (cd. Regolamento "ESEF") sulle nuove responsabilità degli amministratori in materia di *reporting* di bilancio.

Ricorda, altresì, che la Relazione sulla gestione include il testo della lettera agli azionisti e la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario (DNF), ai sensi del D. Lgs. n. 254 del 2016, su temi ambientali, sociali, attinenti al personale, al rispetto dei diritti umani e alla lotta contro la corruzione.



Fa presente che la documentazione recepisce l'aggiornamento dello standard internazionale di rendicontazione non finanziaria (c.d. *Global Reporting Initiative*, GRI), in attesa dell'entrata in vigore della Direttiva 2022/2464/UE sul *corporate sustainability reporting* (CSRD) e dei nuovi *standard* in corso di definizione a livello europeo.

Come previsto dal Codice di Corporate Governance, il Comitato Controllo e Rischi ha valutato l'idoneità delle informazioni, finanziarie e non finanziarie, contenute nella Relazione Finanziaria annuale, a rappresentare correttamente il modello di *business*, le strategie della società, l'impatto della sua attività e le performance conseguite, coordinandosi con il Comitato Sostenibilità e Scenari per gli aspetti di competenza.

In relazione alla determinazione del dividendo, ricorda che il Consiglio, nella riunione del 22 febbraio 2023, nell'approvare i dati del bilancio preconsuntivo 2022, ha approvato anche la proposta di confermare la fissazione del dividendo unitario relativo all'esercizio 2022 a 0,88 euro per azione, di cui 0,44 euro già distribuiti a settembre e novembre 2022 mediante utilizzo delle riserve disponibili e della riserva di rivalutazione *ex lege* n. 342/2000 di Eni S.p.A., salva la formalizzazione della proposta in sede di esame del bilancio 2022. Nella medesima riunione, il Consiglio ha altresì approvato la proposta di distribuzione della terza *tranche* di dividendo 2022, prevista nel mese di marzo 2023, mediante utilizzo della riserva di rivalutazione *ex lege* n. 342/2000.

Inoltre, in relazione a quanto accertato dal Consiglio di Amministrazione in sede di approvazione della Relazione finanziaria annuale 2022, viene presentata al Consiglio l'attivazione della componente prevista dalla Politica di remunerazione degli azionisti approvata nella riunione consiliare del 17 marzo 2022, con riguardo alla proposta di distribuzione della quarta *tranche* del dividendo 2022, mediante utilizzo della riserva di rivalutazione *ex lege* n. 342/2000 a titolo e in luogo del dividendo relativo all'esercizio 2022, in forza della delega conferita dall'assemblea degli Azionisti dell'11 maggio 2022, e accertato il rispetto dei termini e delle condizioni di cui all'art. 2445 del codice civile, così come richiamato dall'art. 13 della legge n. 342/2000.

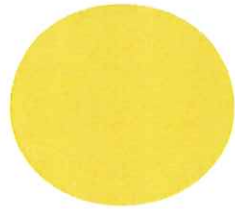
La documentazione è stata oggetto di esame da parte del Comitato Controllo e Rischi nella riunione del 14 marzo 2023, del Comitato Sostenibilità e Scenari, per la parte di competenza, nella riunione dell'8 marzo 2023, del Collegio Sindacale nella riunione del 13 marzo 2023, nonché da parte della società di revisione.

OMISSIS



La Relazione Finanziaria 2022, pure precedentemente messa a disposizione nell'Area Riservata, è allegata al presente verbale sotto la lettera "J".

A handwritten signature in black ink, located in the bottom left corner of the page. The signature is stylized and appears to be a single letter, possibly 'G' or 'A', followed by a horizontal line.



Relazione Finanziaria 2022 e proposta distribuzione riserve a titolo e in luogo del dividendo 2022

Collegio Sindacale 13 marzo 2023

C.C.R. 14 marzo 2023

C.d.A. 16 marzo 2023

CFO/AMBIL

A handwritten signature in black ink, consisting of a stylized 'G' followed by a horizontal line.

Relazione Finanziaria 2022

Il bilancio consolidato 2022 chiude con un risultato netto di € 13,9 miliardi, un patrimonio netto di € 55,2 miliardi ed un leverage – ante IFRS16 – di 0,13, in linea con la anticipazione di preconsuntivo del 23 febbraio u.s.. Nelle slides successive sono illustrate le marginali variazioni rispetto ai dati di preconsuntivo.

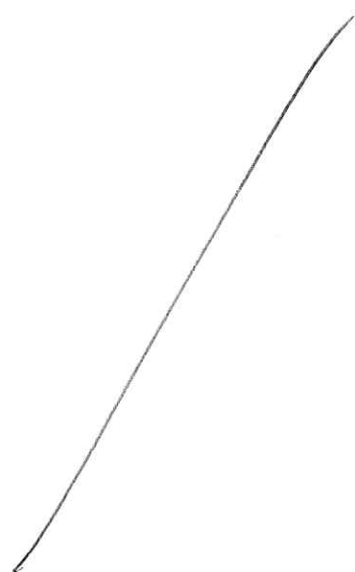
Conto economico	(€ milioni)	Bilancio 2022	Stato patrimoniale	(€ milioni)	31 Dic. 2022
Ricavi		133.440	CAPITALE INVESTITO NETTO		67.207
Utile operativo		17.510	Patrimonio netto		55.230
Proventi (oneri) finanziari		(925)	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		7.026
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		5.464	Passività per beni leasing		4.951
Imposte sul reddito		(8.088)	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		11.977
Utile netto azionisti Eni		13.887	COPERTURE		67.207
Utile operativo		17.510	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,13
Esclusione special item/profit on stock		2.876	Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,22
Utile operativo adjusted		20.386			
Utile netto azionisti Eni		13.887			
Esclusione special item/profit on stock		(586)			
Utile netto adjusted azionisti Eni		13.301			



RFA 2022 – conto economico : principali variazioni vs preconsuntivo

A livello di conto economico sono registrate due principali variazioni con marginale impatto su utile netto (+ 0,5%) dovute : i) alla integrazione del risultato Saipem di 4Q e ii) a revisione nello stanziamento del contributo straordinario ex L. 197/22 e correlate imposte differite, come approfondito nelle slides successive

(€ mil.)	Causali variazione			
	Preconsuntivo 2022	Valutazione partecipazione Saipem	Variazione imposte	Altro
Utile operativo reported	17.508			2
Utile operativo adjusted	20.391			(5)
Utile netto reported	13.810	(22)	86	13
Utile netto adjusted	13.311	(12)	-	2
				Totale variazioni
				2
				(5)
				77
				(10)
				Bilancio 2022
				17.510
				20.386
				13.887
				13.301



RFA 22 - Stato Patrimoniale : variazione vs preconsuntivo

Stato patrimoniale	(€ milioni)	Bilancio 31 Dic. 2022	Preconsuntivo 31 Dic. 2022	Var. ass.
CAPITALE INVESTITO NETTO		67.207	67.076	131
Patrimonio netto		55.230	55.104	126
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		7.026	7.021	5
Passività per beni leasing		4.951	4.951	
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		11.977	11.972	5
COPERTURE		67.207	67.076	131
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,13	0,13	

Δ Risultato di bilancio:
+€77 mln
Δ allineamento
partecipazione a PN 4Q
Saipem *: + €49 mln



* Variazioni del PN di Saipem di 4Q, rilevate non a CE ma a OCI (other comprehensive income) per diff. cambio, hedge acc., ..

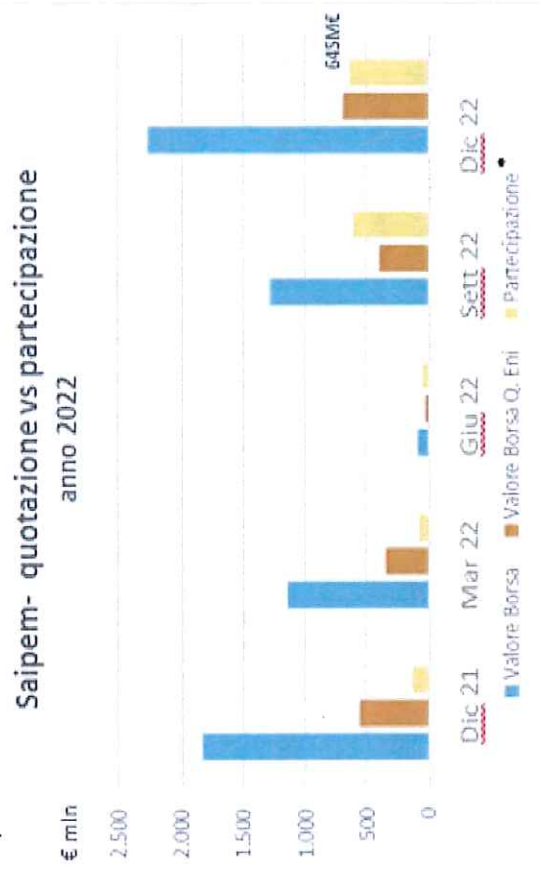
Saipem – integrazione risultato 4Q 22 & andamento partecipazione

➤ Dopo il profit warning del 4Q '21 e l'annuncio del programma di ricapitalizzazione, a fine anno i valori della partecipazione detenuta da Eni e il corrispondente mkt cap risultano allineati.

➤ Il closing dell'operazione di capitalizzazione ha consentito a Saipem di ristrutturare il bilancio e di ripartire con un piano industriale solido e credibile.

➤ Nel 3Q venuto meno l'effetto «overhang» sul titolo per l'inoptato in mano alle banche, il prezzo di borsa registra importante recupero, con un valore corrente al 9 marzo 23 di €1,4/share, più alto di circa il 40% vs valore contabile partecipazione.

➤ L'impatto a conto economico nell'anno è stato pari a -€43 mln adjusted e -€65 mln reported. Le differenze principalmente imputabili a oneri di ristrutturazione.



Quota Eni - mln €	1Q	2Q	3Q	4Q	FY 22
Risultato Netto Adj	(27)	(7)	3	(12)	(43)
Risultato Netto Reported	(31)	(10)	(2)	(22)	(65)

* valore partecipazione, escluso acconto conto capitale del 2Q pari a 458 M€



Imposte Italia – Contributo ex L. 197/22 : revisione stanziamento

In assenza di chiarimenti normativi che escludano gli effetti della conversione delle riserve di rivalutazione ex L. 342/2000 dalla base imponibile del contributo di solidarietà istituito con L. 197/22 (Legge Bilancio 2023), si è necessariamente modificata l'impostazione contabile di preconsuntivo assumendo : i) la rilevanza ai fini del contributo della conversione riserve e ii) che quest'ultima concorra all'imponibile IRES 22 per la quota distribuita (tranche novembre 22).

Conseguono i seguenti effetti differenziali rispetto ai dati di preconsuntivo :

Effetti	(€ milioni)	Note
Stanziamento maggior Contributo ex L. 197/22	(453)	Assoggettamento al contributo della riserva convertita e distribuita nel 2022 (tranche novembre di 740 M€)
Minor credito imposta netto a recupero imposta sostitutiva, per effetto conversione riserve in sospensione di imposta ex L. 342/2000	(291)	Riduzione netta del credito di imposta IRES rispetto alla ipotesi di piena rilevanza fiscale della riserva convertita (anche quota non distribuita)
Differite attive sulle perdite fiscali pregresse a fronte imponibilità della conversione riserve in sospensione di imposta	930	Effetti per la quota della riserva convertita e non distribuita nel 2022 pari a 1.660 M€ e per la quota di riserva da convertire nel 2023 pari a 2.300 M€
Altre revisioni calcolo differite attive	(100)	Effetto revisione proiezione stima oneri finanziari LT, oltre arco piano
Effetto Netto Imposte Correnti e Differite	86	



Portafoglio assets E&P - sensitivity analysis

- ✓ La valutazione di recuperabilità degli attivi oil&gas , voce principale del bilancio pari a circa il 70% del CIN di €67 mld, è eseguita sulla base dello scenario Eni che prevede al 2050 un Brent a LT a 43 \$/bbl real terms 22 (90 \$ nominali).
- ✓ A bilancio, utilizzando tale scenario si sono rilevate svalutazioni per circa €600 mln, per effetto principalmente di revisioni riserve.
- ✓ Come negli anni passati, sono state effettuate analisi di sensitività dei risultati, quale strumento di controllo e verifica della ragionevolezza degli esiti dell'impairment test normativo ed indirettamente verifica resilienza valore contabile degli asset.
- ✓ I risultati delle analisi di sensitività sono pubblicati nella RFA/20-F al pari del comportamento seguito dai player europei (Shell, BP, TotalEnergies,...) .
- ✓ L'aspetto che caratterizza Eni è:
 - È effettuata una analisi del differenziale di valore del portafoglio, misurato in termini di variazione dell'incidenza dell'headroom, mentre le prassi dei ns peers si limitano alla indicazione delle potenziale svalutazioni aggiuntive in relazione ai diversi scenari di sensitivity.
 - L'utilizzo come scenario di sensitivity dello IEA NZE 2050 su base inerziale, mentre altri player utilizzano scenari ibridi o parametrici (riduzione prezzo, variazione tassi sconto).



A handwritten signature in black ink, located at the bottom right of the page.

Portafoglio assets E&P - sensitivity analysis: risultati 22 vs 21

Per il bilancio 2022 sono state elaborate le seguenti sensitivity, tenuto conto che l'IEA ha dato discontinuità allo scenario SDS (utilizzato da Eni in passato) sostituendolo con lo APS (announced pledges scenario), che però risulta migliorativo dello scenario Eni e pertanto non rappresenta uno stress test:

- sensitivity della tenuta dei book value degli asset oil&gas allo scenario IEA NZE 2050, assumendo la curva prezzi degli idrocarburi e il costo della CO2 di tale scenario,
- haircut lineare del 10% dei prezzi dello scenario normativo Eni, applicato a tutti gli anni della proiezione finanziaria.

L'evoluzione del valore complessivo del portafoglio 2022 vs 2021 è dovuta all'apprezzamento dello USD e all'avvio di progetti a elevato NPV quali Baleine in Costa d'Avorio, parzialmente compensati dal deconsolidamento delle attività in Angola.

	Eccedenza % del fair value vs. valori di bilancio attività oil&gas				Costi CO ₂ @2050	
	valore di libro 2022 (€ mld)	2022	2021	Brent @ 2050 real terms 2022		
scenario Eni	44	>100%	90%	43	ETS EU+ forestry	
scenario Eni haircut -10%	44	80%	-	39	"	
scenario IEA NZE '50	44	49%	32%	24	250-50 \$/tonn	
scenario IEA NZE '50	44	55%	35%	24	250-50 \$/tonn	



Tassonomia europea

- Nel 2022 applicazione dei Technical Screening Criteria «TSC» alle attività Eni classificate eligible nel 2021 per identificare le % di allineamento «Taxonomy-aligned» ai fini del calcolo dei KPI statutory.
- In generale, la Tassonomia adotta TSC di Climate Change Mitigation che risultano restrittivi nei confronti delle attività di transizione Eni :
 - ✓ Produzione di e.e. in centrali alimentate a gas: emissioni <100 gCO₂/kwh, parametro non compatibile con la performance emissiva dell'intero parco centrali italiano
 - ✓ Produzione di plastiche da riciclo: 100% da m.p. riciclata (al momento non conseguibile)
 - ✓ Produzione chimica di base: parametri emissivi non conseguibili
 - ✓ Attività value chain gas: out-of-scope
 - ✓ Investimenti efficienza upstream: out-of-scope
- Nonostante questi vincoli, i KPI della Tassonomia Eni del bilancio 2022 hanno ottenuto con riferimento all'indice dei capex un risultato significativo, mentre il KPI "turnover" ha risentito del notevole incremento dei prezzi degli idrocarburi che ha limitato l'incidenza delle attività green.



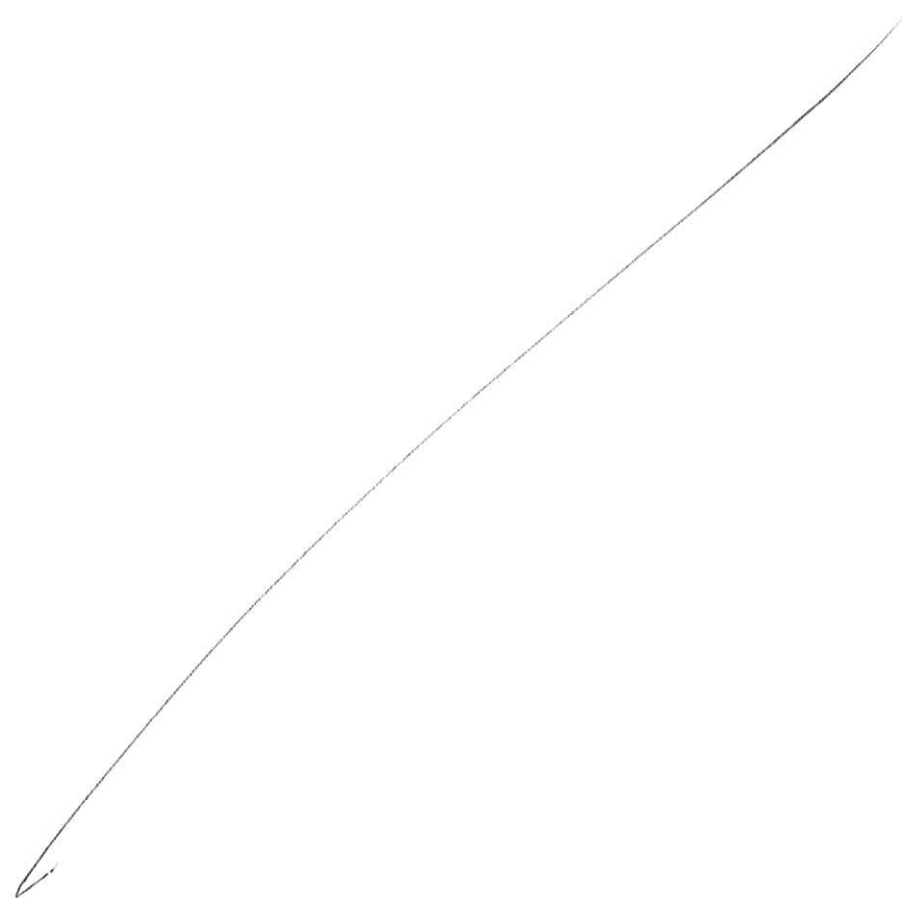
Tassonomia: classificazione attività Eni nel bilancio 2022

	aligned	eligible	non-eligible
produzione e.e. da fotovoltaico	✓		
produzione di e.e. da eolico	✓		
biocarburanti da "advanced feedstock" (UCO, animal fat)	✓		
biocarburanti da feedstock tradizionali (soia, semi di girasole, semi di colza, palm oil)		X	
installazione recharging point per EV	✓		
produzione e.e. da biomassa (Eniobiochain4)	✓		
cogenerazione da biomassa (stab. Crescentino)		X	
generazione e.e. da centrali turbogas		X	
produzione di prodotti chimici di base		X	
produzione di plastiche		X	
ISWEC (e.e. da moto ondoso)		X	
CCS	✓		
attività nella gas value-chain			X
estrazione petrolio/raffinazione/distribuzione			X



Tassonomia: sintesi KPI bilancio 2022

2022	Turnover		Capex		Opex	
	€ mln	%	€ mln	%	€ mln	%
Attività ammissibili						
Attività ecosostenibili (allineate)	839	0,6%	1.744	14,1%	94	2,3%
Attività non ecosostenibili (non allineate)	4.376	3,3%	609	4,9%	439	10,6%
Totale attività ammissibili	5.215	3,9%	2.353	19,0%	533	12,9%
Attività non ammissibili	127.022	96,1%	9.393	75,8%	3.627	87,2%
Totale	132.237	100%	12.396	100%	4.160	100%



Tassonomia: valori allineati 2022

2022 € mln	Valori allineati		
	Turnover	Capex	di cui acquisizioni
Eolico	80	915	900
Fotovoltaico	31	605	392
Biocarburanti	668	97	
CCS		60	
EV charging points		60	
EniBioCH4 e altre	60	7	
Totale	839	1.744	



Bilancio Eni SpA : utilizzo riserve disponibili a titolo e in luogo del dividendo 2022 – 4° tranche

L'Assemblea dell'11 maggio ha deliberato la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA, ivi inclusa la riserva di rivalutazione ex L. 342/2000, a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2022, stabilito in €0,88 per azione da regolarsi in 4 tranches di pari importo (a settembre, novembre, marzo, maggio).

Le riserve disponibili di Eni SpA al 31.12.2022 ammontano a €36 Mld e, pertanto, coprono ampiamente le distribuzioni previste.

Inoltre la combinazione dei fattori di seguito indicati, relativi ai dati del bilancio d'esercizio Eni SpA, conferma la sostenibilità economica, patrimoniale e finanziaria della distribuzione della 4° tranche, prevista per maggio 2023:

- Utile dell'esercizio 2022 €5,4 Mld;
- Flusso di cassa da attività operativa 2022 di €5,8 Mld;
- Indebitamento finanziario netto al 31.12.2022 €16,3 Mld;
- Linee di credito committed non utilizzate al 31.12.2022 per circa € 8,1 Mld.

	Anno		
	(€ milioni)	2022	2021
Risultato operativo		225	569
Proventi (oneri) finanziari		(216)	(207)
Proventi (oneri) su partecipazioni		3.771	6.818
Utile prima delle imposte		3.780	7.280
Imposte sul reddito		1.823	395
Utile netto del periodo		5.403	7.875
			(2.272)

	(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Capitale immobilizzato		70.872	87.338
Capitale di esercizio netto		(1.559)	(2.222)
Fondi per benefici ai dipendenti		(341)	(393)
Attività destinate alla vendita		82	3
CAPITALE INVESTITO NETTO		68.854	84.724
Patrimonio netto		52.520	51.039
Indebitamento finanziario netto		16.334	13.885
COBERTURE		68.854	64.724

	(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Capitale sociale		4.005	4.005
Riserva legale		939	939
Riserve di capitale:		9.829	10.398
di cui Riserve di rivalutazione *		9.188	9.927
di cui Altre riserve di capitale		441	441
Riserve di utili disponibili		20.831	23.810
Altre riserve		893	(578)
Azioni proprie		(2.937)	(968)
Riserve azioni proprie		2.937	968
Obbligazioni subordinate perpetue		5.000	5.000
Utile dell'esercizio		5.403	7.875
Totale Patrimonio netto		52.520	51.039

* Comprendono €1.881 milioni relativi alla riserva ex legge 342/2000 liberata nel 2022



**Adeguamento della Relazione Finanziaria Annuale 2022 al
formato iXBRL - ESMA**

Consiglio di Amministrazione 16 Marzo 2023

CFO/AMBIL



Contesto normativo e principali novità dell'ESEF Reporting Manual 2022

- Il **Regolamento Delegato (UE) 2019/815** e successive modifiche prevedono, con riferimento agli esercizi aventi decorso il **1° gennaio 2022**, che gli emittenti predispongano la **taggatura delle note illustrative al Bilancio Consolidato**.
- Al fine di **supportare l'adempimento di tale obbligo normativo**, in data **24 agosto** l'**ESMA** ha pubblicato un **aggiornamento dell'«ESEF Reporting Manual»** del quale si riepilogano di seguito i principali aspetti:

1 Formato della RFA

ESMA ha **chiarito** che il formato ufficiale della RFA ai fini della pubblicazione e deposito è il **formato ESEF**.

È in ogni caso ammessa la pubblicazione del documento in formati ulteriori (es. formato PDF).

2

Entrata in vigore

Le disposizioni di cui alla **versione 2022 dell'«ESEF Reporting Manual»** devono essere applicate ai periodi di reporting con decorso il **1° gennaio 2022**.

3

Note al Bilancio Consolidato

Con decorso gli esercizi aventi inizio il **1° gennaio 2022**, gli emittenti devono marcare le informazioni contenute all'interno delle **note al bilancio consolidato**.

Si rimanda alla slide successiva per ulteriori dettagli sulle **modalità** di **taggatura** della **nota illustrativa**.

4

Mark-up obbligatori

Se presenti all'interno dei bilanci consolidati, l'**RTS ESEF** stabilisce di marcare **come minimo** le informazioni riportate nell'**«Annex II»**.

ESMA ha **chiarito** che in assenza di una di esse è possibile **ometterne la taggatura**.

Dall'esercizio 2022 ai sensi dell'**«Annex II»** è **notevolmente aumentato** il numero di mark-up obbligatori da individuare nella RFA.



Avanzamento progettuale

Le attività fino al deposito finale

- Nel seguito si riporta evidenza delle principali attività svolte e da svolgere ai fini dell'adeguamento alle regole tecniche ESMA e del relativo deposito presso i meccanismi di stoccaggio

Attività svolte

Analisi di dettaglio e definizione della taggatura da applicare alle note illustrative.

Aggiornamento dei mark-up applicati agli schemi 2021 sulla base dell'ultimo aggiornamento della «Tassonomia ESMA-ESEF»



Elaborazione del Bilancio Consolidato al 31.12.2022 in formato ESEF in ambiente di produzione del modulo IXBRL del software IRIS Carbon

1

Sperimentazione della RFA 2021 in formato ESEF ai fini di taggare le disclosures in Nota Illustrativa.

La taggatura degli schemi e delle note è stata eseguita nel rispetto delle linee guida ESMA e verificata dalle competenti funzioni Amministrative



2

Elaborazione della RFA al 31.12.2022 in formato ESEF in ambiente di produzione del modulo IXBRL del software IRIS Carbon

Entro il 29 marzo

3



5 aprile
Rilascio Opinion società di revisione esterna PwC

4



Deposito presso il meccanismo di stoccaggio
5 aprile

5



Avanzamento progettuale

Le risultanze delle attività svolte

- Si forniscono di seguito le risultanze delle attività svolte:

Attività di Mappatura

L'attività di mappatura della **RFA 2021** è stata **realizzata** dal Gruppo di lavoro Eni con il supporto metodologico di EY attraverso **l'analisi delle singole voci dei prospetti contabili**, valutando potenziali aggiornamenti dei mark-up definiti nel precedente esercizio e **della struttura delle note illustrative** rispetto ai requisiti della **Tassonomia ESEF 2021**, attualmente in vigore.

Nello specifico, le integrazioni alla Company Taxonomy del Gruppo ENI sono state **formalizzate in un documento**, che illustra l'associazione diretta delle **single voci contenute nelle note illustrative ai diversi tag standard (Allegato II e VI) e custom**.

Re-performing della taggatura sul software IRIS Carbon

Il gruppo di lavoro Eni ha prodotto un primo output sulla soluzione software IRIS Carbon ai fini dell'implementazione della **mappatura delle note illustrative al bilancio consolidato 2021** e del **re-performing delle attività a sistema**.

A seguito della **review** del documento predisposto da parte del Gruppo di lavoro Eni, sono state segnalate alcune **issues riscontrate** (es. **Mancata coerenza tra il file di mappatura e l'implementazione a sistema**) che, sebbene **non abbiano compromesso la validità tecnica** sono state opportunamente recepite per l'implementazione del **pacchetto ESEF 2022** in linea con le disposizioni tecniche e normative di cui al **Regolamento delegato (UE) 2022/2553**.

NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO

- Il Regolamento Delegato ESEF prevede l'**obbligo** a carico degli emittenti di taggare tutte le informazioni riportate all'interno del bilancio consolidato previste dall'**Allegato II**, il quale include una pluralità di elementi con attributo **«textBlockItemType»** che in applicazione del metodo del **block tagging** possono essere applicati a interi paragrafi di testo del bilancio, quali le note illustrative e i principi contabili.
- In aggiunta l'**ESMA raccomanda** agli emittenti di integrare la Company Taxonomy applicando volontariamente elementi standard previsti dall'**Allegato VI** non inclusi nell'**Allegato II** o mediante la creazione di **elementi custom**, laddove tali informazioni siano utili per gli utenti finali.
- Si fornisce di seguito un **riepilogo** della mappatura adottata da Eni:

Mark-up Annex II	Mark-up Annex VI	Mark-up Custom
135	30	72



Nuovo formato elettronico unico europeo – ESEF

Esemplificativo: Applicazione di un tag standard

- Nel seguito si riporta un **esemplificativo dell'applicazione di un elemento standard** caratterizzato dal prefisso «ifrs-full», ad un paragrafo della Nota illustrativa:

5 BUSINESS COMBINATION

Acquisizioni

Nel 2022 Eni ha eseguito le acquisizioni rappresentate di seguito con un esborso di €1.021 milioni, assumendo passività finanziarie nette di €311 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €31 milioni.

Il 12 gennaio 2022 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% della società SKOR Energy Single Member SA (ora Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA), titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Grecia con una pipeline di progetti di circa 800 MW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €31 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €1 milione. L'allocazione del prezzo delle attività nella acquisizione è stata effettuata in via provvisoria con rilevazione di goodwill per €52 milioni. L'acquisizione riguarda la linea di business Plenitude.

Il 24 febbraio 2022 è stata finalizzata l'acquisizione dell'impianto fotovoltaico in esercizio Corazon I da circa 206 MW situato in Texas (USA). Nella stessa area, è stata finalizzata l'acquisizione del progetto di sviluppo Guajillo, da circa 200 MW/400 MWli, con avvio all'opera entro la fine del 2023. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €121 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €88 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €2 milioni. L'allocazione del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie senza rilevazione di goodwill. L'acquisizione riguarda la linea di business Plenitude.

Il 19 agosto 2022 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% della società Energía Fólica Borcas S.U con una

Advanced XBRL

Filter By: Default

Domain View

Default

Pending

Accepted

Search

Actor

Element Name

DisclosuresXBRL

Prefix: ifrs-full

Abstract: false

Period: duration

Balance: none

Type: nonuntextEditable

SubGroup: xbrl:ifrs

SubGroup: xbrl:ifrs

SubGroup: xbrl:ifrs

SubGroup: xbrl:ifrs



Nuovo formato elettronico unico europeo – ESEF

Esemplificativo: Applicazione di un tag custom

- Nel seguito si riporta un **esemplificativo dell'applicazione di un elemento custom** caratterizzato dal prefisso «eni» ad un paragrafo della Nota illustrativa:

STRUMENTI DI EQUITY

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie, ivi incluse quelle detenute al servizio di piani di incentivazione azionaria, sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

OBLIGAZIONI IBRIDE

Le obbligazioni subordinate ibride perpetue sono classificate in bilancio come strumenti di equity, tenuto conto della circostanza che la società emittente ha il diritto incondizionato di diffondere, fino alla data della propria liquidazione, il rimborso del capitale e il pagamento delle cedole²⁷. Pertanto, il valore ricevuto dai sottoscrittori di tali strumenti, al netto dei relativi costi di emissione, è rilevato ad incremento del patrimonio netto di Gruppo; di converso, i rimborsi del capitale e i pagamenti delle cedole dovute (al momento in cui sorge la relativa obbligazione contrattuale) sono rilevati a decremento del patrimonio netto di Gruppo.

Search

Action

🔍

🔗

🔖

Element Name

DescriptionOfAccountingPo
PolicyForEquityInstrumentsPo

PolicyIdentifier

Prefix: eni

Abstract: false

Period: duration

Balance: none

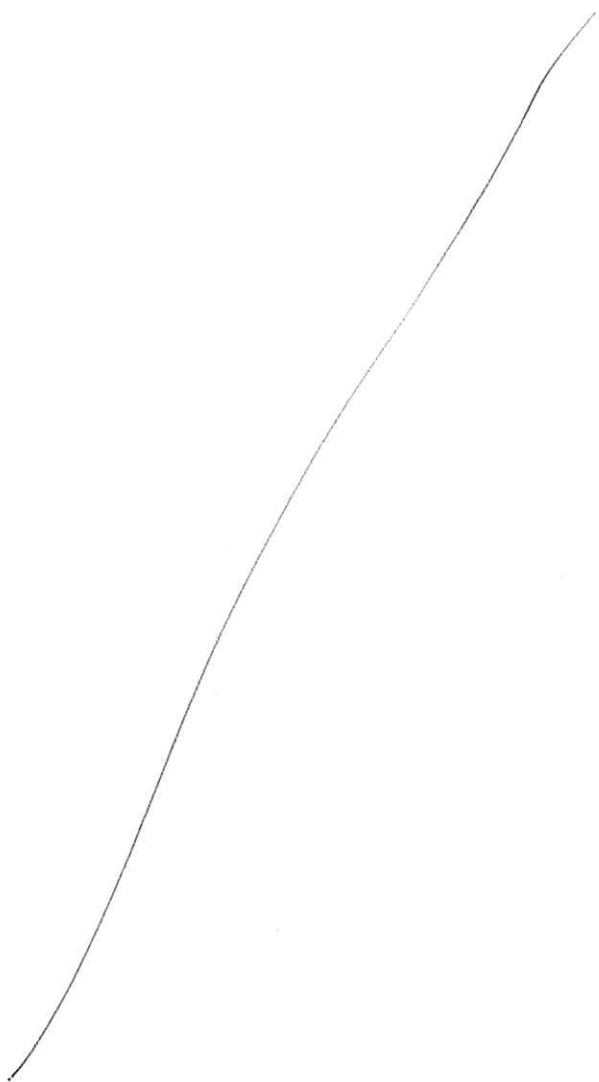
Type: nonnumtextEligible

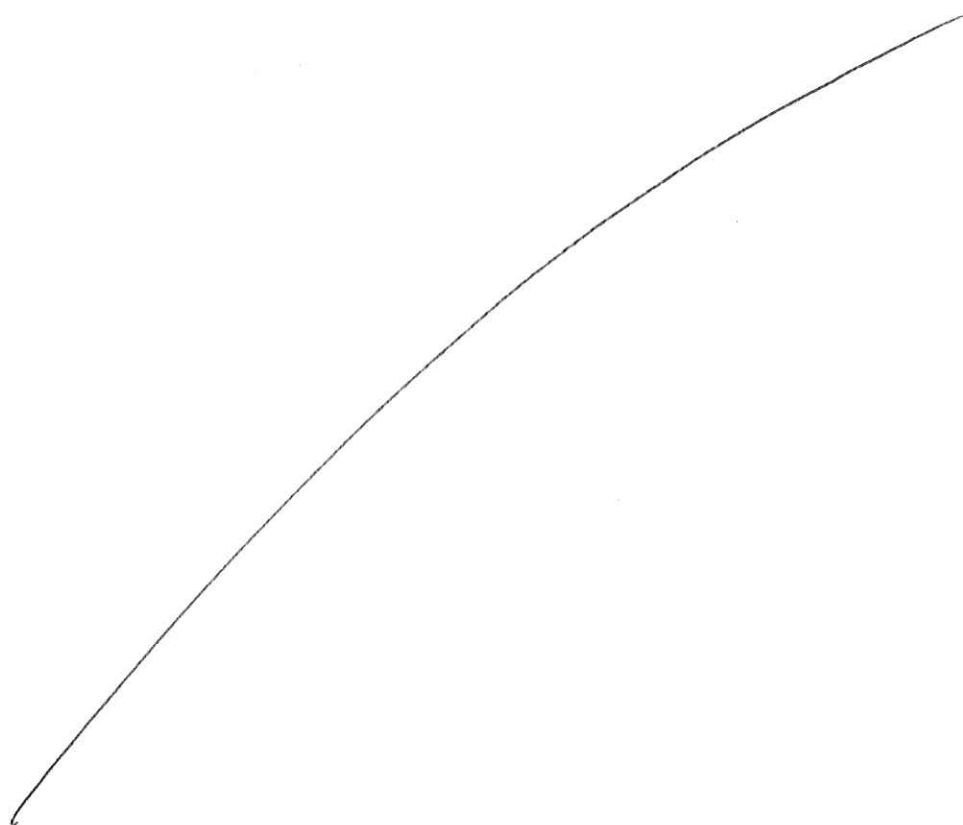
in type

SubGroup: 411item

10-01-2022 to 12-31-2022







Nuovo formato elettronico unico europeo – ESEF

Esemplificativo: Taggatura di una tabella

- Nel seguito si riporta un **esemplificativo dell'applicazione di un tag di tipo testuale ad una tabella della Nota illustrativa:**

I valori patrimoniali, alla data delle singole cessioni e/o business combination effettuate nel 2022 sono riportati nella seguente tabella:

(€ milioni)

	Azule Energy Holdings Ltd	Vargem AS	Attività in Pakistan	Altre dismissioni	Totale
Disponibilità liquide ed equivalenti	35				70
Attività finanziarie correnti	221		28		221
Altre attività	1.266		106	5	1.377
Totale attività correnti	1.522		134	12	1.668
Immobili, impianti e macchinari	4.358		9	1	4.368
Altre attività	3.512	731	9		4.252
Totale attività non correnti	7.870	731	18	1	8.620
TOTALE ATTIVITÀ	9.392	731	152	13	10.288
Passività finanziarie	302	175			475
Altre passività	990		58	3	1.051
Totale passività correnti	1.292	175	58	3	1.526
Passività finanziarie	1.710	190	1		1.901
Fondi per rischi e oneri	632		75		707
Passività per imposte differite	528		2		530
Altre passività	47		17	1	65
Totale passività non correnti	2.917	190	95	1	3.203
TOTALE PASSIVITÀ	4.209	363	153	4	4.729

Filter By: Default 3

Domain View Details Pending Accept

Search

Actions

Element Name

DescribedDetailedInformationAboutInvestmentsExpansions

Prefix en

Abstract: false

Period: duration

Balance: none

Type: nonnumericBlock

mType:

SubGroup: xbrlItem

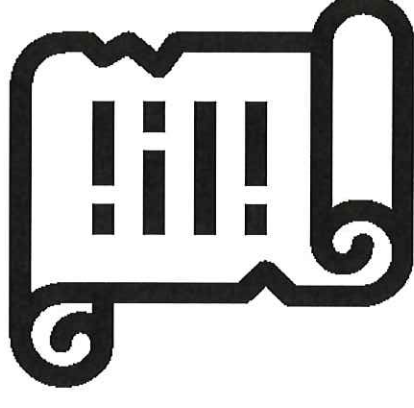
10/1/1-2022 to 12/31-2022



Il viewer iXBRL

- ✓ Di seguito è possibile visualizzare il **Bilancio Consolidato (Schemi di bilancio e Nota Illustrativa)** contenuti nella **Relazione Finanziaria Annuale 2022** in formato iXBRL.

CTRL + Click per aprire
(usare Google Chrome)



OMISSIS

Il **Magistrato della Corte dei conti**, Manuela Arrigucci, si collega tramite apparato d'ufficio alle ore 10:30.

La **Presidente** chiede se i Consiglieri vogliano intervenire con eventuali osservazioni, dichiarazioni o domande.

Nessuno intervenendo, la **Presidente** sottopone al Consiglio, la proposta dell'Amministratore Delegato di approvare, nei termini indicati nella documentazione presentata:

- il bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2022, inclusivo degli schemi di bilancio consolidati redatti secondo il formato elettronico comune ESEF;
- il progetto di bilancio di Eni S.p.A. al 31 dicembre 2022, che chiude con un utile di 5.403.018.837,87 euro;
- la proposta all'Assemblea di attribuire l'utile dell'esercizio alla riserva disponibile;
- in relazione a quanto accertato in sede di approvazione dei risultati del progetto di bilancio annuale, nei limiti dell'autorizzazione conferita dall'assemblea degli Azionisti dell'11 maggio 2022, di approvare, accertato il rispetto dei termini e delle condizioni di cui all'art. 2445 del codice civile (come richiamato dall'art. 13 della legge n. 342/2000), la distribuzione della quarta tranche di dividendo 2022, mediante utilizzo della riserva di rivalutazione *ex lege* n. 342/2000, determinandone l'ammontare in 0,22 euro per azione, con data di stacco cedola il 22 maggio 2023 e messa in pagamento il 24 maggio 2023, considerata la capienza delle riserve disponibili di Eni S.p.A., nonché la sostenibilità patrimoniale ed economico-finanziaria della distribuzione, avuto riguardo alla situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società e del Gruppo Eni risultante dai dati contabili riferibili al progetto di bilancio annuale;
- la Relazione degli Amministratori sulla gestione, comprendente la lettera agli azionisti e la dichiarazione di carattere non finanziario (DNF);
- di mettere a disposizione del Collegio Sindacale e della società di revisione PWC S.p.A. il bilancio consolidato con gli schemi di bilancio redatti in formato ESEF, il bilancio di esercizio di Eni S.p.A. al 31 dicembre 2022 e la Relazione sulla gestione, per gli adempimenti di competenza;
- di conferire all'Amministratore Delegato, per quanto occorrer possa, i poteri necessari per dare attuazione alla presente delibera, ivi incluso il potere di apportare ai testi delle Relazioni le modifiche formali che fossero necessarie od opportune ai fini di una corretta rappresentazione dei



fatti, nonché la delega per ogni necessario ed opportuno adempimento correlato all'esecuzione della presente delibera.

Il **Consiglio di Amministrazione**, all'unanimità, approva la proposta dell'Amministratore Delegato.

OMISSIS

La **Presidente**, non essendovi ulteriori argomenti da trattare in relazione al punto 16 (Varie ed eventuali) dichiara chiusa la riunione alle ore 12:50.

Il Segretario
del Consiglio di Amministrazione
F.to Luca Franceschini

La Presidente
del Consiglio di Amministrazione
F.to Lucia Calvosa

Si attesta che il testo sopra trascritto riproduce quanto deliberato dal Consiglio di Amministrazione di Eni S.p.A. del 16 marzo 2023 e che le parti omesse non contrastano con tale deliberato.

Il/Segretario
del Consiglio di Amministrazione
(Luca Franceschini)

