

87475 | 339

ALLEGATO "D"
ROGITO 25/6/2021

Eni

Relazione
Finanziaria
Annuale
2022

R. Calvano

Tom

UZ

BB

Lettura degli strumenti

RIFERIMENTO ALLA GESTIONE	6
Attività	6
Modello di business	8
Eni in sintesi	10
Attività di stakeholder engagement	16
Strategia	18
Risk Management Integrato	24
Governance	30
 Ambienti e risorse energetiche	
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 economico-finanziari	
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 e metodologia di编成 (Glossario)	162
Altre informazioni	242
Glossario	243

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. 251/2016 in materia di informazioni non finanziarie, relativo 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 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	246
Schemi di bilancio	248
Note al bilancio consolidato	256
Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC	374
Attestazione del management	395

3

BILANCIO DI ESERCIZIO	396
Schemi di bilancio	398
Note al bilancio di esercizio	404
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti	468
Attestazione del management	469

4

ALLEGATI	470
Allegati alle note del bilancio consolidato di Eni SpA al 31 dicembre 2022	472
Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2022	472
Variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio	512
Corrispettivi di revisione legale dei conti e dei servizi diversi dalla revisione	516
Relazione della società di revisione sulla dichiarazione consolidata di carattere non finanziario	517
Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato	521
Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio	530
Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti	538

Disclaimer

La Relazione Finanziaria Annuale contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite ed esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità o 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.

07/07/2022

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'UE 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, anticipando così il programma in atto di focalizzazione sulle riserve equity.

Aumenteremo le nostre produzioni in Algeria ed Egitto, incrementando i volumi all'export grazie alle infrastrutture esistenti (il terminal di Damietta e i gasdotti TTPC/Transmed gestiti da Sea Corridor) ed investiremo nel rilancio dei giacimenti nazionali. Nel 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.



87479 | 343

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 proprietarie mature nel 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 2024 partirà in joint venture con Snam la fase sperimentale per la realizzazione di un hub CCS nell'offshore 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 "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, nata come spin-out del MIT, della quale siamo principale azionista, realizzerà nei prossimi anni un impianto pilota per la produzione di energia da fusione.

Il modello di business a satelliti ci consente di valorizzare gli asset Eni, liberando al contempo risorse aggiuntive per gli investimenti nella transizione. In Energy Evolution, questo prevede la creazione di società dedicate 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 ha l'obiettivo di 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, attraverso business combination che hanno dato vita a entità valutate all'equity, i cui 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, che sfrutteranno in misura crescente l'integrazione con il nostro agri-business, mentre nell'ottobre 2022 è cessato l'approvvigionamento di olio di palma. 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 scarti e 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, Ruanda e poi in Kazakistan, 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. Nel 2024 sarà avviata la produzione di biojet a Gela e Venezia con l'obiettivo di raggiungere una capacità di produzione di 0,3 milioni di tonnellate al 2026.

La sostenibilità è entrata nelle nostre operazioni di raccolta di capitale. Con l'adozione nel 2021 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 eccellenze performance di E&P (+€7 miliardi), in grado di cogliere l'upsidre 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 performance record. L'utile netto adjusted è stato di €13,3 miliardi, più del 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 di €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 Emirati Arabi Uniti.

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 profitabilità, 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 18 milioni di tonnellate/anno entro il 2026 verso 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 (una bioraffineria a Livorno),

87479|345

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

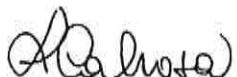
Europa e al tempo stesso di traghettare i nostri obiettivi di decarbonizzazione. La disciplina finanziaria nella selezione degli investimenti, l'attenzione ai costi e la gestione dei rischi ci permetteranno, unitamente alle azioni industriali pianificate, di ottenere una solida generazione di cassa in 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, mantenendo al contempo una solida struttura finanziaria con un leverage del 10-20% e un'adeguata flessibilità in caso di mutamenti repentinii 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.

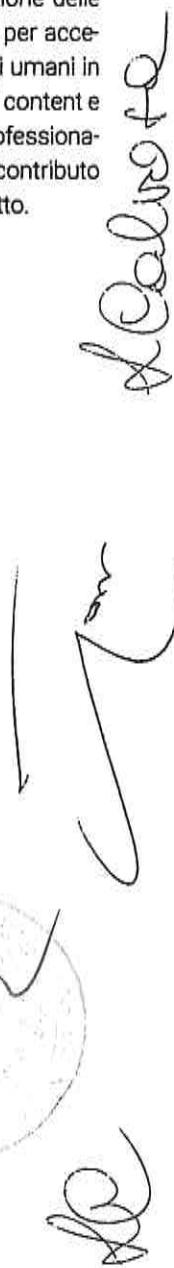
Roma, 16 marzo 2023

Per il Consiglio di Amministrazione

Lucia Calvosa
La Presidente



Claudio Descalzi
L'Amministratore Delegato



A large, stylized handwritten signature of "Claudio Descalzi" is written vertically along the right edge of the page. It includes a large circle at the bottom right containing a smaller signature.

87479 b46

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	242
Glossario	243

87479 / 348

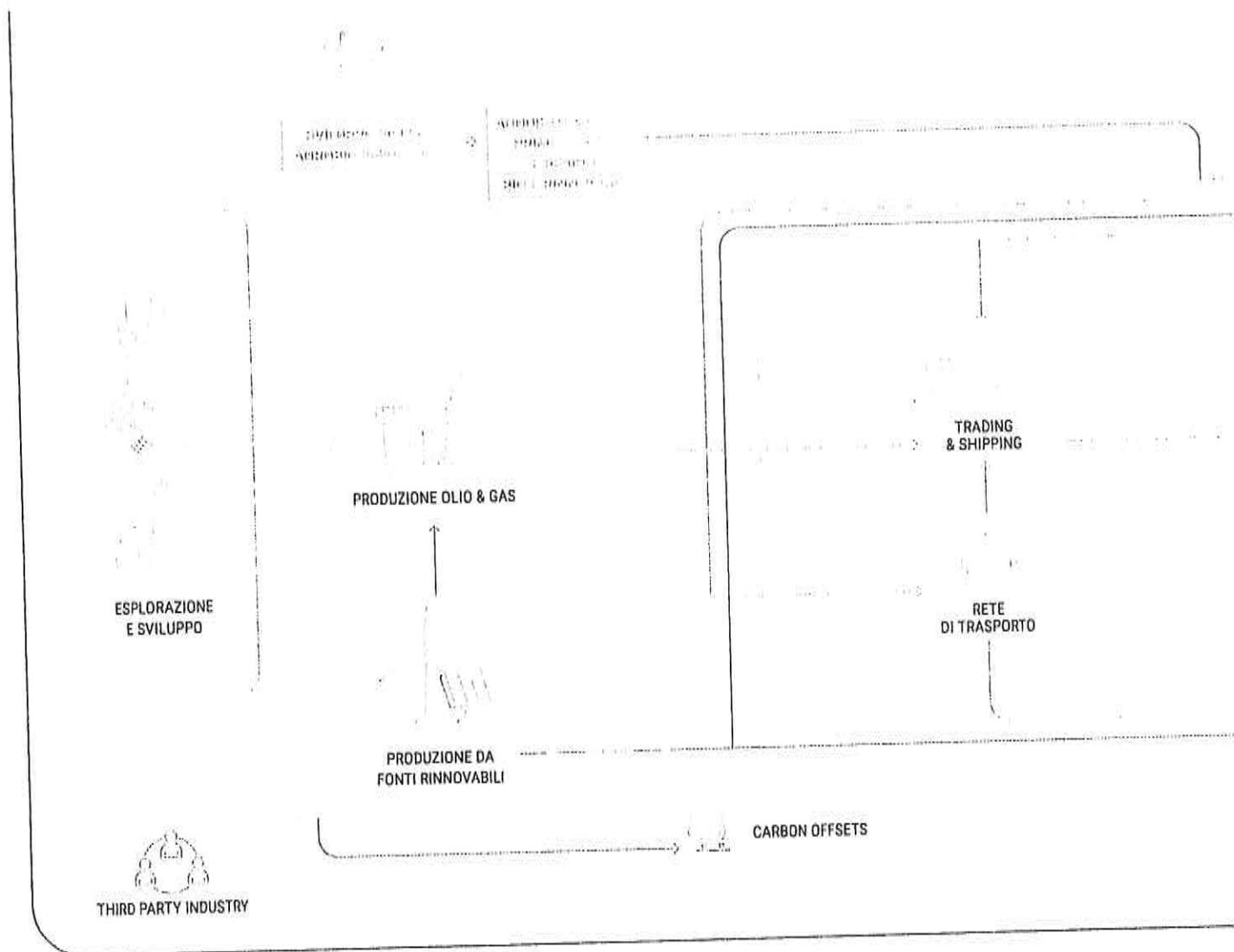
Attività

32.188
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:

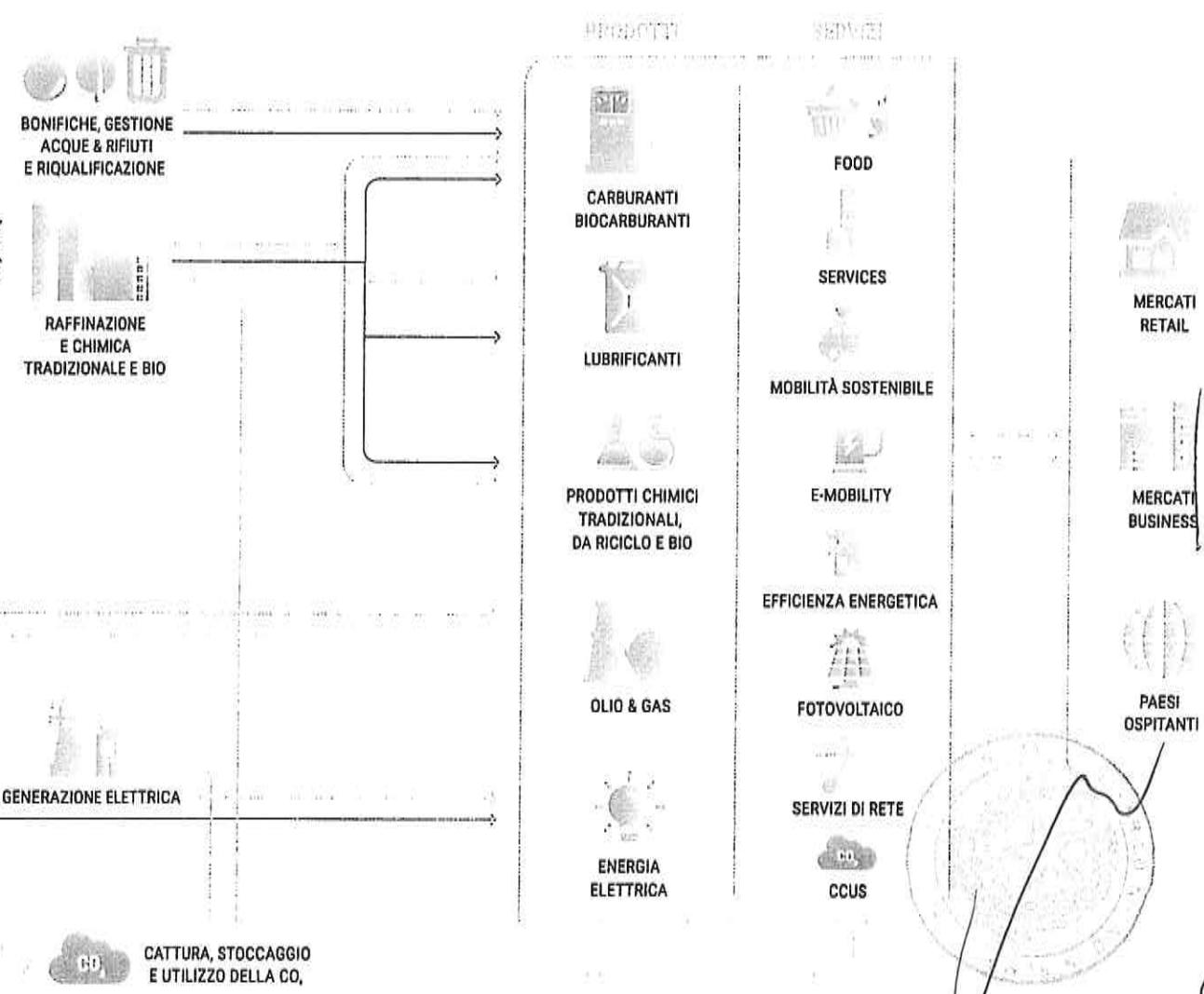
LA CATENA DEL VALORE



87479 | 349

- 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".

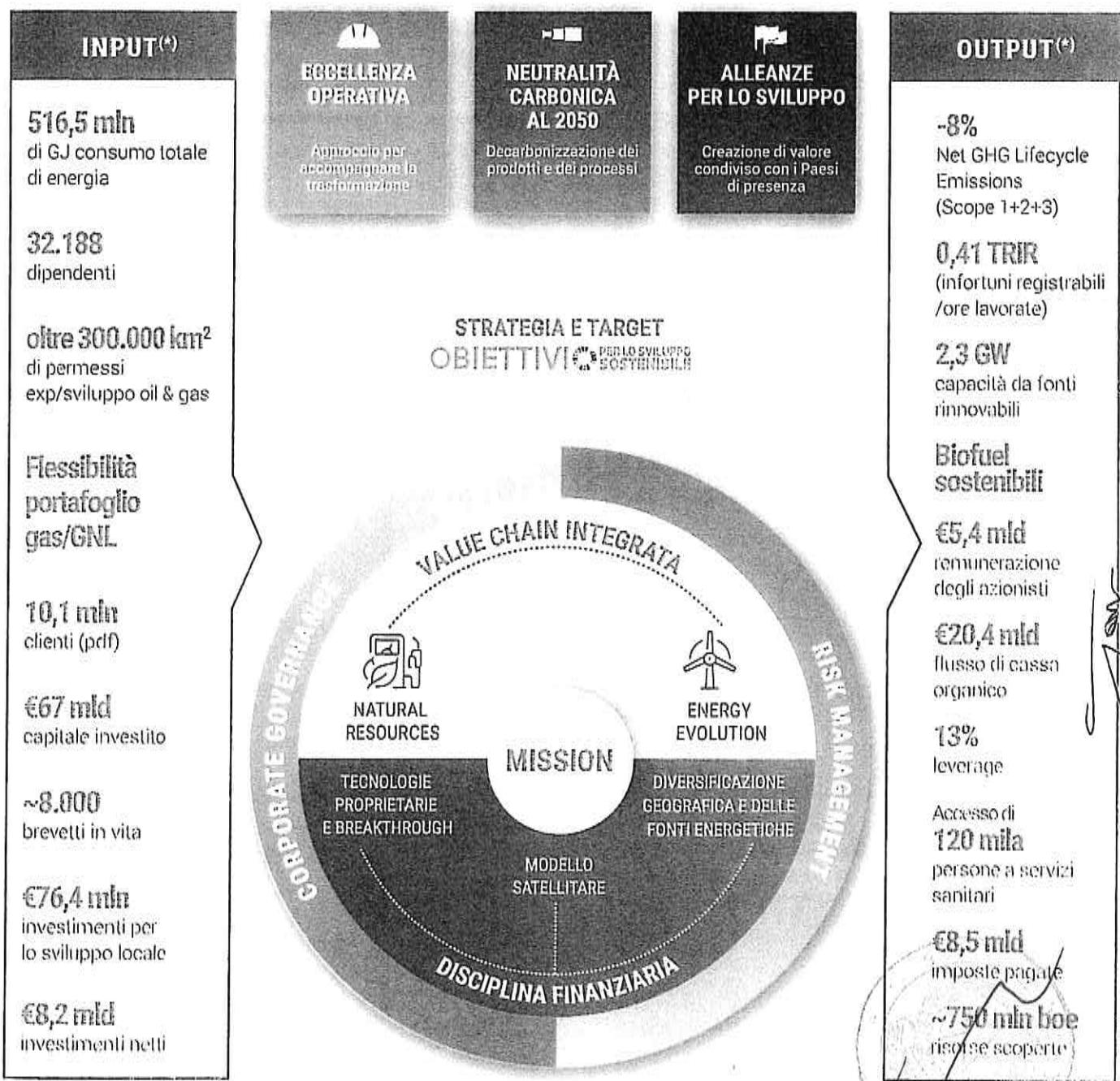
(3) Si rinvia al capitolo "Risk Management Integrato".

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

87479 | 351

CREAZIONE DI VALORE PER TUTTI GLI STAKEHOLDER

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



(*) Nel 2022, salvo diversa indicazione.

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
CFI O adjusted

27 %
del CFFO
remunerazione azionisti

37 mrd
indebitamento
finanziario netto

13 %
leverage

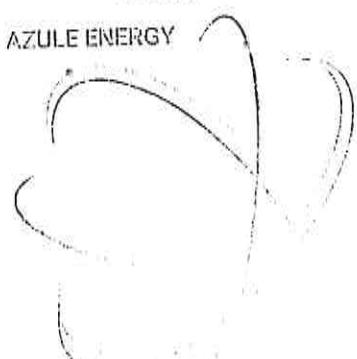
MODELLO DI BUSINESS SATELLITARE

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



VÅR ENERGI

PLENITUDE



87479 | 353



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

750 mln/boe

di nuove risorse scoperte

TRIR 0,41%

13,1 mgl

punti di ricarica veicoli elettrici

90%

riutilizzo delle acque dolci

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 raddoppiata vs. 2021

66 gCO₂eq./MJ

-0,4% Net Carbon Intensity vs. 2021

30 mln ton CO₂

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

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 E TECNOLOGIA

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 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

87479/354

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 netto.
- 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 tranches trimestrale del dividendo 2022 di €0,22 per azione ciascuna, pari a €1,47 miliardi. La terza tranches 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 195,55 milioni di azioni ritirate dal mercato (pari al 5,48% del capitale sociale), al prezzo medio di €12,27 per azione.
- 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.

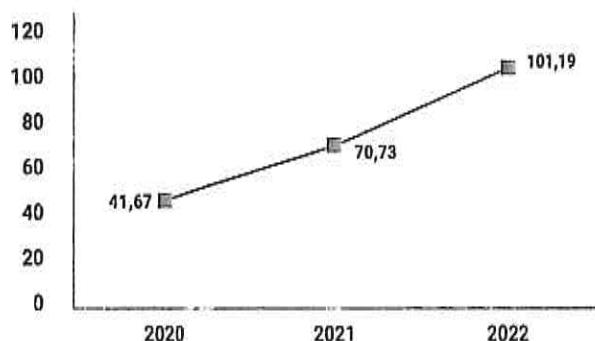
Sviluppo del modello satellitare

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, Azule Energy e Vår Energi nella direzione generale Natural Resources). Nella E&P tali entità sono state 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 addizionali per l'ottimizzazione degli investimenti nel portafoglio energetico decarbonizzato.

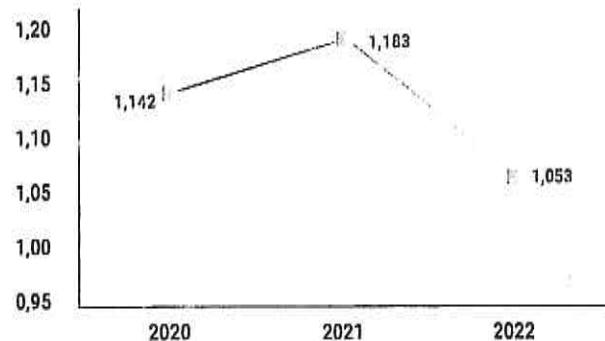
Milestone operative

- 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 Structure A&E, nell'offshore di Tripoli, compresa la costruzione di un hub onshore di cattura e stocaggio 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 una 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.

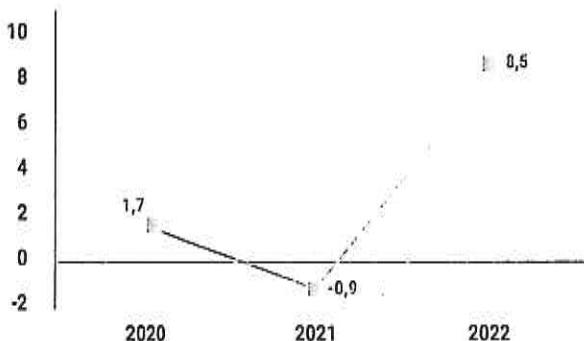
PREZZO MEDIO DEL GREGGIO BRENT DATED (\$/BL)



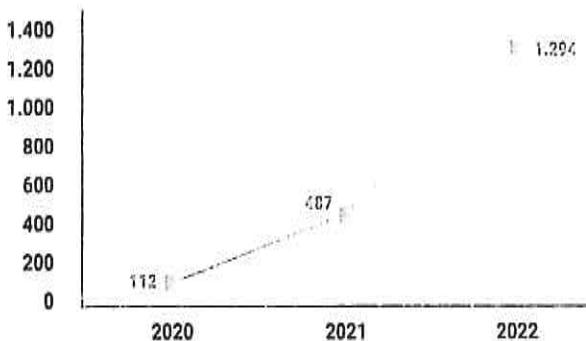
CAMBIO MEDIO EUR/USD



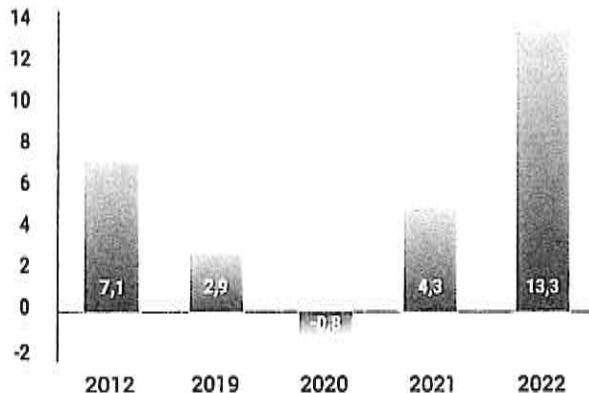
STANDARD ENI REFINING MARGIN (SERM) (\$/BL)



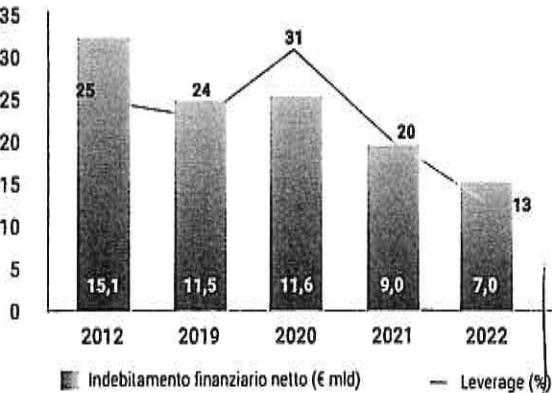
PSV (€/KMC)



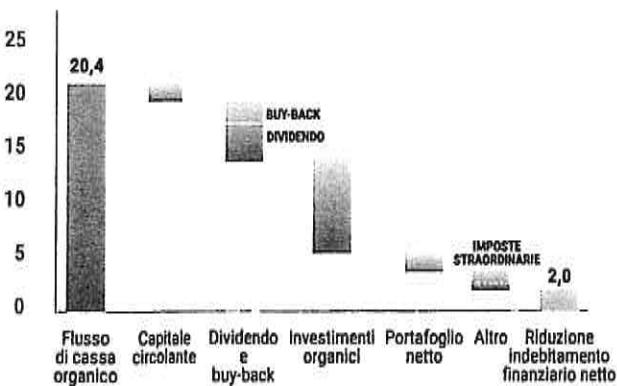
UTILE NETTO ADJUSTED (€ MLD)



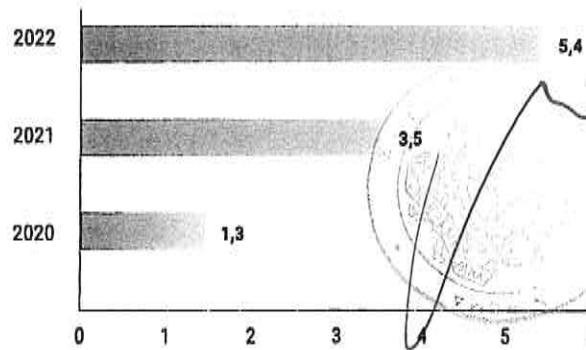
LEVA FINANZIARIA E INDEBITAMENTO



ROBUSTA GENERAZIONE DI CASSA (€ MLD)



REMUNERAZIONE AZIONISTI (€ MLD)



87479 | 356



PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI

		2022	2021	2020
Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	132.512	76.575	43.987
Utile (perdita) operativo		17.510	12.341	(3.275)
Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)		20.386	9.664	1.898
Exploration & Production		16.411	9.293	1.547
Global Gas & LNG Portfolio		2.063	580	326
Refining & Marketing e Chimica		1.929	152	6
Plenitude & Power		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
di cui: ricerca esplorativa		708	391	283
sviluppo riserve di idrocarburi		5.238	3.364	3.077
Dividendi per esercizio di competenza ^(b)		3.077	3.055	1.286
Dividendi pagati nell'esercizio		3.009	2.358	1.965
Totale attività a fine periodo		152.130	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	16.506
Capitale investito netto		67.207	58.843	54.079
di cui: Exploration & Production		50.910	48.014	45.252
Global Gas & LNG Portfolio		672	(823)	796
Refining & Marketing e Chimica		9.302	9.815	8.786
Plenitude & Power		7.186	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 ^(b)	(€ miliardi)	48	44	31

- (a) Edizione di un atlante che si basa su dati di:
- (b) Di competenze nazionali e locali
- (c) Progetto "W2" (riduzione degli effetti del degrado ambientale)
- (d) Prodotti elettronici nelle aziende in collaborazione con dipartimenti di economia, di finanza e di lavoro.



PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

the following evidence can relate
to the supposed fraud on the
negotiation of the contract:
a) existence of a secret agreement
between the contracting parties
similar to the one mentioned
in paragraph 1 of Article
62(4);
b) impossibility of performing
the contract;
c) impossibility of performing
the contract due to
a general strike.

	(€)	(\$)	(€)	(\$)
Utile (perdita) netto				
per azione ^(a)	(€)	3,95	1,60	(2,42)
per ADR ^{(b)(c)(d)}	(\$)	8,32	3,78	(5,53)
Utile (perdita) netto adjusted				
per azione ^(a)	(€)	3,78	1,19	(0,21)
per ADR ^{(b)(c)(d)}	(\$)	7,96	2,81	(0,48)
Cash flow				
per azione ^(a)	(€)	5,01	3,61	1,35
per ADR ^{(b)(c)(d)}	(\$)	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^(e)		6,5	7,1	4,2



DIPENDENTI

	(numero)	1.111.1	2.111.1	3.111.1
Exploration & Production	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	31.111.1	32.689	31.495	

87479/357

INNOVAZIONE



		2022	2021	2020
Spesa in R&S	(€ milioni)	164	177	157
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	23	30	25

		2022	2021	2020
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ora) x 1 000 000	0,41	0,34	0,36
dipendenti		0,29	0,40	0,37
contrattisti		0,47	0,32	0,35
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	39,39	40,08	37,76
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 linda di idrocarburi operata (upstream)	(tonnellate di CO ₂ eq./ migliaia di boe)	20,64	20,19	19,98
Indice di efficienza operativa Gruppo		32,67	31,95	31,64
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)	6.139	4.408	6.824
di cui: da atti di sabotaggio operativi		5.253	3.053	5.866
Prelievi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	131	125	113
Acqua di formazione reiniettata	(%)	59	58	53

SALUTE,
SICUREZZA
E AMBIENTE^(a)

Tabella riporta dati disponibili nelle 200+ IFRS i gruppi riferimenti aziende
(100% degli azionisti esposti).
(a) Indice 11 per il 100% dei gruppi
- Compagnie Valori Clienti (Scope 3)
Standard: bilancio sulla base della
produzione e considerato solo il 100%
industria e formazione (IFRS 16)
(a) I dati sono da bilancio.

		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)(b)}	(\$/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
di cui: in Italia		30,67	36,88	37,30
internazionali		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 blocarburanti	(migliaia di tonnellate)	428	585	622
Tasso di utilizzo medio bloraffinerie	(%)	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	(gigawattore)	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	(terawattore)	18,77	16,49	12,49
Punti di ricarica veicoli elettrici	(migliaia)	13,1	6,2	3,4
Produzione termoelettrica	(terawattore)	21,37	22,31	20,95
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		22,37	28,54	25,34

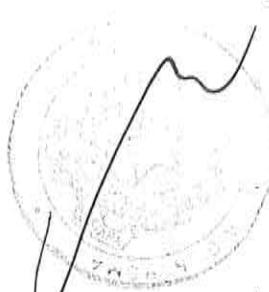
DATI OPERATIVI



Tabella riporta dati disponibili nelle 200+ IFRS i gruppi riferimenti aziende
(100% degli azionisti esposti).
(a) Indice 11 per il 100% dei gruppi
- Compagnie Valori Clienti (Scope 3)
Standard: bilancio sulla base della
produzione e considerato solo il 100%
industria e formazione (IFRS 16)
(b) I dati sono da bilancio.

Eni

Eni



Eni

07479 / 358

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	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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	<ul style="list-style-type: none"> ■ Relazioni con i clienti ■ Innovazione ■ Riduzione degli impatti ambientali ■ Contrasto al cambiamento climatico ■ Economia circolare ■ Digitalizzazione e Cyber security
ISTITUZIONI NAZIONALI, EUROPEE ED INTERNAZIONALI	<ul style="list-style-type: none"> ■ Contrasto al cambiamento climatico ■ Riduzione degli impatti ambientali ■ Accesso all'energia ■ Economia Circolare ■ Innovazione ■ Sicurezza Energetica^(*)
UNIVERSITÀ, CENTRI DI RICERCA E HUB DI INNOVAZIONE	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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	<ul style="list-style-type: none"> ■ 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 espresso. 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 raccolgere 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 dei fornelli migliorati.
- 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 l'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 consensi 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^a 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 (OSC) 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 (OSC).

NUMERI DELL'ANNO

79%
tasso di partecipazione
analisi di clima Eni

>600
investitori incontrati

360
incontri/call
con investitori e analisti

1.200
persone coinvolte in Social
and Human Rights Impact
Assessment

751
comunità locali (indigeni
inclusi) mappati

341
richieste e grievance gestite

>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 sostenibile
e di salute



87479 /360

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 Scope 1, 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

**CONFIRMA
DEL PERCORSO
DI RIDUZIONE
DELLE EMISSIONI**

NUTRI:
ENERGY SOLUTIONS

**Net zero GHG lifecycle emissions
(Scope 1, 2 e 3) al 2050**

Plenitude
oltre 15 mila di clienti e
15 GW di capacità rinnovabile
entro il 2030

**Net GHG Lifecycle Emissions
(Scope 1, 2 e 3) vs. 2018:
-35% al 2030
-80% al 2040**

Bioraffinazione
capacità ad oltre
5 mila di ton/anno dal 2030

**Net Carbon Footprint Eni
(Scope 1 e 2)**
Net zero emissioni entro il 2025

Fusione magnetica
previsto il
primo impianto commerciale
nei prossimi 10 anni

**Net Carbon Footprint Upstream
(Scope 1 e 2)**
-65% al 2025 (vs. 2018)
Net Zero emissioni entro il 2030

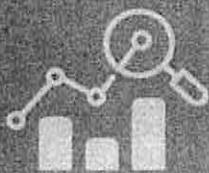
Investimenti
prevista in crescita la quota dedicata
alle nuove soluzioni energetiche:
al 30% entro il 2026
al 70% entro il 2030
fino all'85% al 2040

87479 | 361

composta principalmente 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

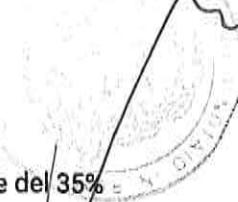
Dividendo annuale
€0,94 per azione per il 2023
(+7% vs. 2022)

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

Eni
2023



2023

87479 | 362

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. La spesa destinata 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-

187470/363

solutions 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.



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

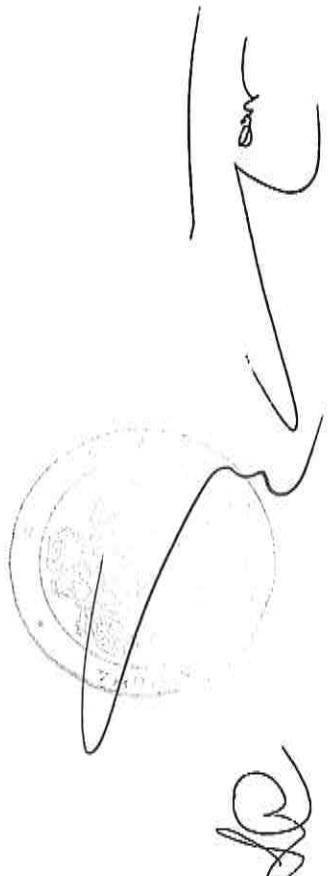


REFINING & MARKETING

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 multienergie, generando e liberando nuovo valore.

V. Galli



87479/364

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.



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.



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

87479/365

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, tutelando 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 ferme quanto previsto in relazione alla nomina, revoca, remunerazione e assegnazione riunive.

87479 (364)

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 Guideline (MSG) Risk Management Integrato" è continuo e dinamico e prevede i seguenti sottoprocessi: (i) Risk Governance, metodologie e strumenti (ii) Risk Strategy, (iii) Integrated Risk Management, (iv) Risk Knowledge, formazione e comunicazione.

Il processo RMI parte dal contributo specialistico all'elaborazione del Piano Strategico 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).

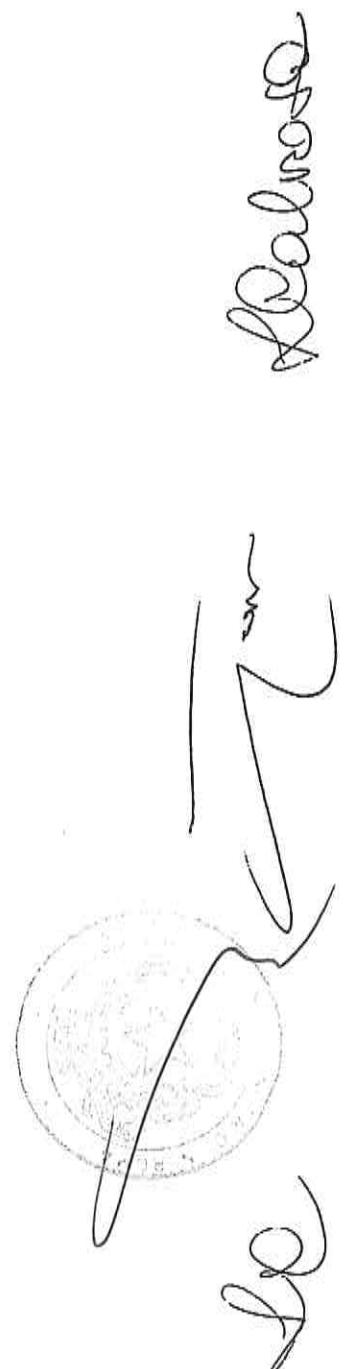
I rischi sono valutati con strumenti quantitativi e qualitativi considerando sia la probabilità di accadimento sia gli impatti che si verrebbero a determinare in un dato orizzonte temporale al verificarsi del rischio.

La valutazione è espressa sia a livello inherente 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-



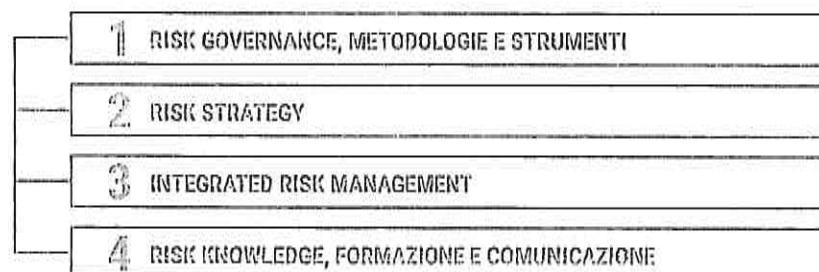
67.79 / 368

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

RISCHI DI NATURE ESTERNA

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		<ul style="list-style-type: none"> • Focalizzazione su resilienza e flessibilità del portafoglio attraverso: generazione di cassa dei business tradizionali, crescita dei nuovi business, ottimizzazione del portafoglio e manovra investimenti; • 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.
CONTRAZIONI 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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.

Obiettivi aziendali:



REDITIVITÀ AZIENDALE



CORPORATE REPUTATION



RAPPORTI CON STAKEHOLDER, SVILUPPO LOCALE

87479/369

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 rischiosità delle controparti affidate e meccanismi tempestivi di alerting.

BIOLOGICO

PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO

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



AZIONI DI TRATTAMENTO

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



87479/370

PAESE	PRINCIPALI EVENTI DI RISCHIO	<p>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.</p> <p>Global security risk, riferito ad azioni o eventi dolosi che possono arrecare danni alle persone e agli asset materiali e immateriali.</p> <p>Credit & Financing Risk, relativo a difficoltà finanziarie dei partner, ritardo nell'incasso dei crediti e nel recupero dei costi sostenuti.</p>
	AZIONI DI TRATTAMENTO	<ul style="list-style-type: none"> • 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 del business legati all'evoluzione della normativa del settore energy.
	AZIONI DI TRATTAMENTO	<ul style="list-style-type: none"> • 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: <ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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 progressi 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.

87479 (37)

RISCHI

Incidenti
accidenti
incidenti

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.

Rischio
accidenti
incidenti

- 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

Incidenti
accidenti
incidenti

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.

Rischio
accidenti
incidenti

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

IMBACCHE E CONTROIBACCHE

Incidenti
accidenti
incidenti

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.

Incidenti
accidenti
incidenti

- 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.).



Alcalde

87479/372

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^o 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.

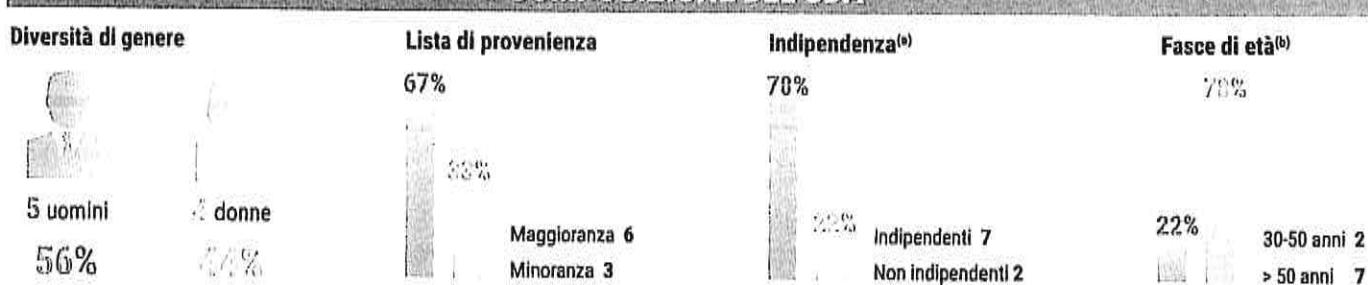
(3) In particolare, l'Amministratore Delegato e il Consigliere Vermelr possono vantare una solida esperienza e competenza nel settore di attività della Società, la Consigliera Litvack, attuale Presidente del Comitato Sostenibilità e Scenari, sulle tematiche ESG.

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

87479/374

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



(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.

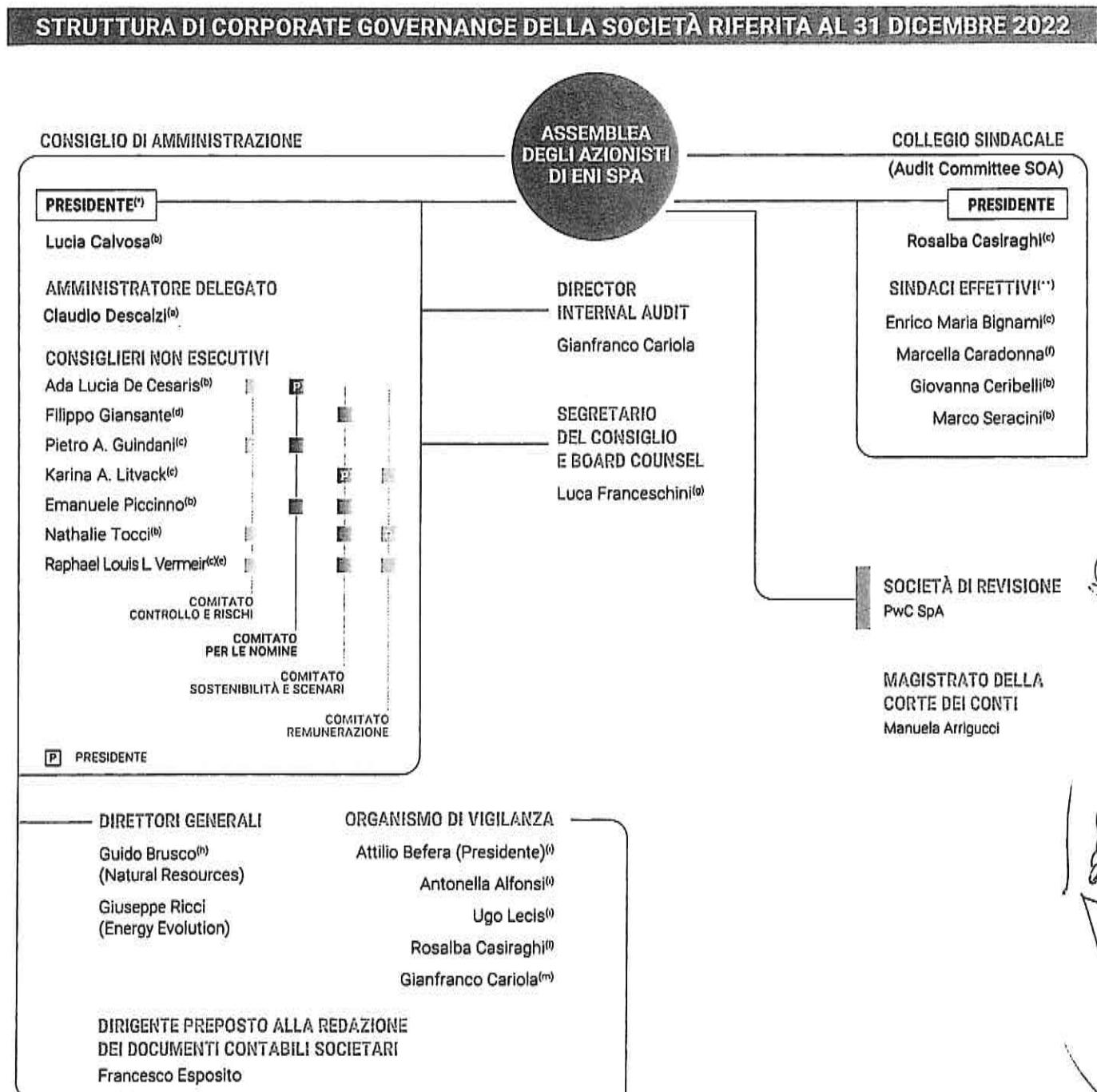
(5) Con riferimento alla composizione del Comitato Controllo e Rischi, Eni prevede che almeno due componenti possiedano un'adeguata conoscenza ed esperienza in materia contabile, finanziaria o di gestione dei rischi, rafforzando la Raccomandazione del Codice di Autodisciplina 2018, in vigore al momento 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.

187479/375

Si fornisce, di seguito, una rappresentazione grafica di sintesi della 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

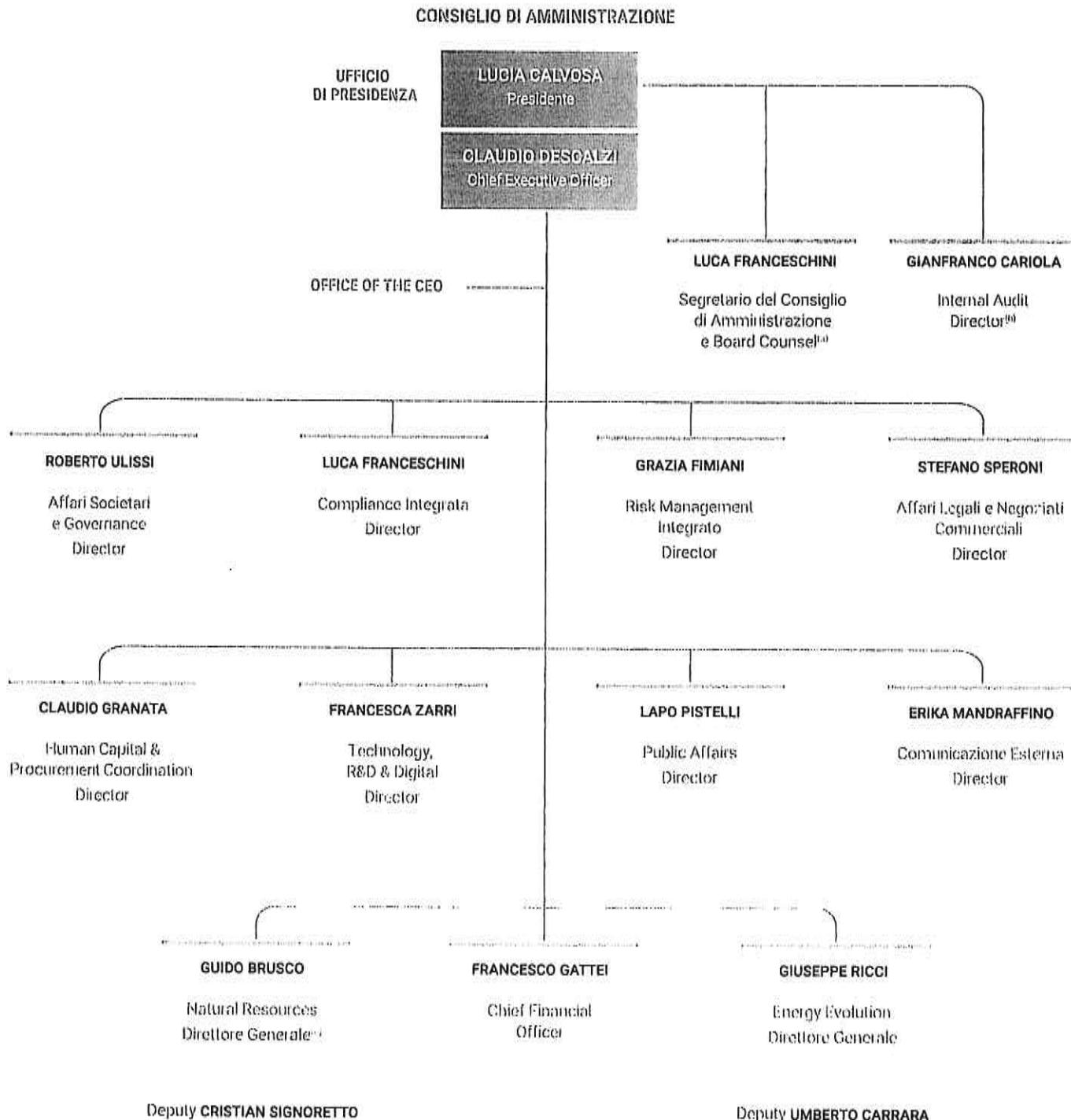
(**) Sindaci supplenti:

- Roberto Maglio, eletto il 12 maggio 2021 su proposta del Ministero dell'Economia e delle Finanze;
- Claudia Mezzabotto, eletta dalla lista di minoranza.

87479 | 346

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 salvo la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e dal CEO e ferme 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 del Consiglio, cura che i dirigenti della Società e quelli delle società del gruppo, responsabili delle funzioni aziendali competenti secondo la materia, intervengano alle riunioni consiliari, anche su richiesta di singoli amministratori, per fornire gli opportuni approfondimenti sugli argomenti all'ordine del giorno. Infine, l'adeguatezza e tempestività dei flussi informativi verso il Consiglio di Amministrazione è oggetto di periodica valutazione da parte del Consiglio nell'ambito del processo annuale di autovalutazione (cfr. paragrafo successivo).

Autovalutazione e formazione

Annualmente il Consiglio, supportato da un consulente esterno, effettua la propria autovalutazione ("Board Review")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.

87479 / 378

Con riferimento all'esercizio 2022, il processo di autovalutazione si è svolto attraverso questionari ed interventi 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, nonchè sull'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 istruttoria 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; nonchè 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 consultiva finale. Inoltre, il Collegio Sindacale anche nel 2022 ha svolto la propria autovalutazione.

A supporto del Consiglio e del Collegio Sindacale, Eni predisponde 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 nonchè in tema di normativa interna sulle operazioni con parti correlate, di cyber security e sulle strategie di business perseguitate 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, persegua-

87479/379



dove 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 perseguitamento 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 (UNGPs).

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-corruzione 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 perseguitamento 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.

179 | 380

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 ed 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.

87479/381

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.

87479 | 382

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.

87479/383

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.

*Scritto da
V. Calzolari*

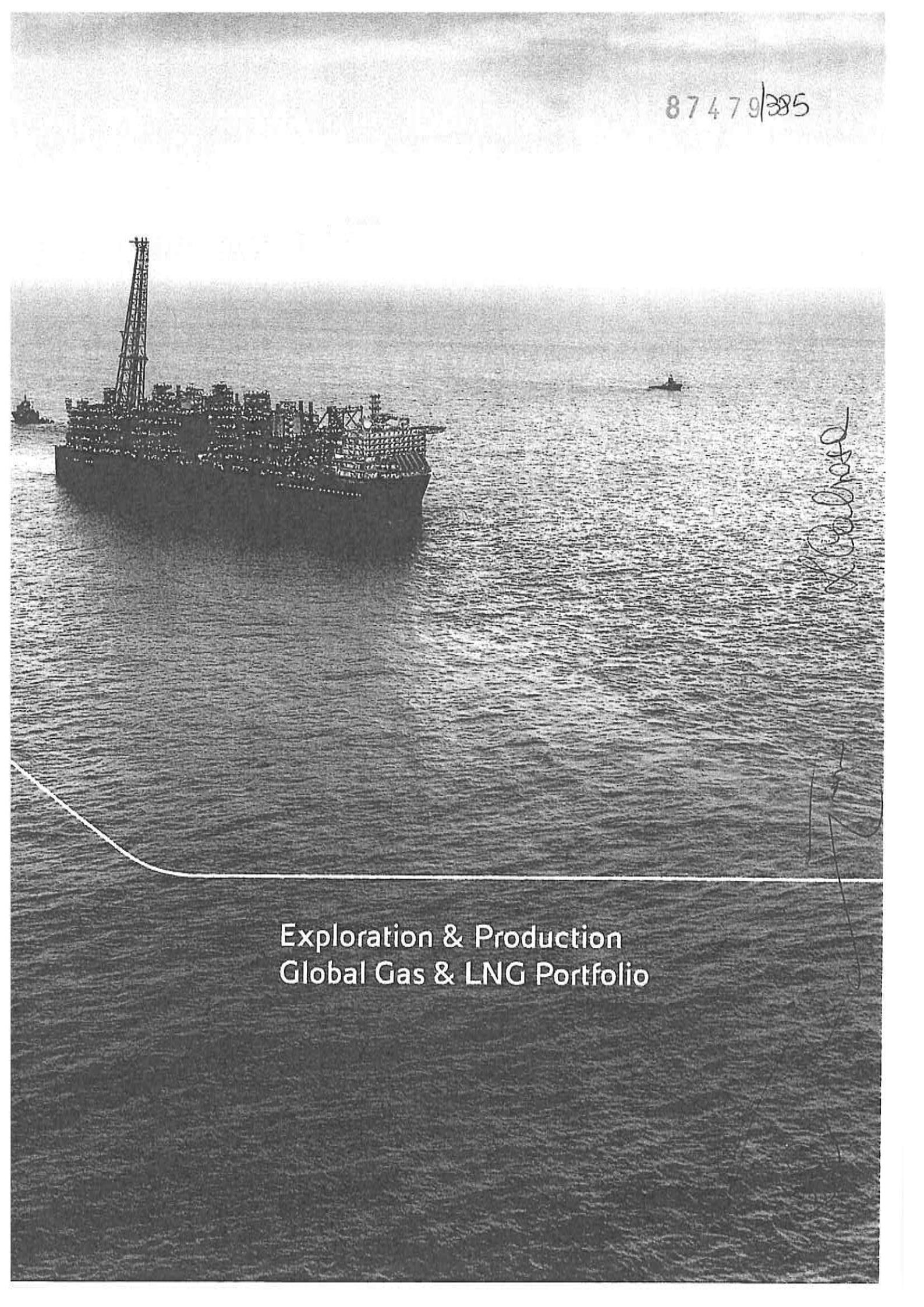
V. Calzolari

87479/386

NATURAL RESOURCES

Andamento Operativo

87479|385



A black and white photograph of an offshore oil platform situated in a vast, calm sea. The platform is a complex structure of steel beams, walkways, and equipment, with a tall derrick visible on the left side. A smaller boat is positioned to the right of the platform. The horizon is flat, and the sky is overcast.

Exploration & Production
Global Gas & LNG Portfolio

07/07/2022 / 386

Exploration & Production

~750 mila boe

incremento del portafoglio risorse
al costo nettano ~2.8/boe

Sviluppo del modello satellitare

completato IPO Vix Energy
e avvio della JV Azme Energy

Avviato export di biofeedstock
dall'agri-industria in Kenya
start-up nel 2023 delle iniziative Congo,
Mozambico e Costa d'Avorio.

Progetto Ravenna CCS
F10 fase 1 raggiunta dalla JV Eni e Snam



87479/387

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2022	2021	2020
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(Infortuni totali registrabili/ora 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) ^(e)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	21,5	22,3	21,1
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione linda di idrocarburi operata ^{(a)(e)}	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,6	20,2	20,0
Intensità emissiva di metano ^(e) (m ³ CH ₄ /m ³ gas venduto)	(%)	0,08	0,09	0,09
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine ^(e)	(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) ^(e)	(barili)	845	436	882
Acqua di formazione reiniettata ^(e)	(%)	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 linda 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 linda di idrocarburi operata pari a 20,6 tonnellate di CO₂eq./migliaia di boe, sono in lieve aumento rispetto al 2021.
- 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.

87479 | 388

- 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 Casalborsetti (Ravenna) e il successivo trasporto e iniezione in un vicino giacimento di gas esaurito. Nel 2026 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, Benin e Ruanda, che si aggiungono a quelli già finalizzati con i governi di Kenya, Congo, Angola, Kazakhstan 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, Mozambico e Costa d'Avorio con start-up nel 2023;

- 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 milioni 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 addizionali 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 per seguirà 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 Mitztón 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.

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.

87479 / 392

In particolare, nel 2022 sono state oggetto di valutazione indipendente riserve certe per circa il 27% 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 Litchendjli in Congo.

Evoluzione

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società consolidate 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	1.601	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 a +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 state realizzate 54 milioni di boe di nuove scoperte, mentre in Vår Energi 7 milioni di boe per gli sviluppi di Blåbjørn, Verdande e 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 di asset 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 organico⁵ 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) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

(5) 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 (compresa 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

87479 | 303

Società consolidate	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
	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	42.298	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
<i>Accaluso</i>									
<i>L</i>									
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				30	44.149	324
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	239	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

87479 / 394

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 avvii in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; (ii) in Vår Energi nel progetto Johan Castberg, il cui sviluppo è in corso ed il cui first oil è previsto nell'ultimo trimestre 2024 (0,1 miliardi di boe); 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 Kazakistan, 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 Kazakistan, 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+.

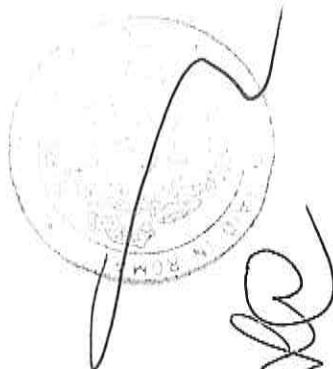
La produzione di gas naturale è stata di 128 milioni di metri cubi/giorno, in riduzione del 2,3% rispetto al 2021. La minore produzione in Norvegia, Nigeria ed Egitto e il declino dei campi maturi è stata parzialmente compensata dalla crescita in Algeria e Mozambico.

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.

87479(395

Scalante

Tom



87479 / 396

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

Società consolidate	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
	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	7,6	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-Saharan	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	6,0	88	46	7,0	92
Totali	274	46,7	500	297	47,7	614	308	49,0	634

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutata 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)}

87479/397

Società consolidate	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
	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	41,6	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
Totali	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 valutata 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

87479/398

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-Saharan		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		260,0	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 completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività per foratura 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	In quota Eni
		successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	
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	12,0	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.

87479/399

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)	Pozzi completati ^(a)				Pozzi in progress			
	2022		2021		2020		2022	
	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	totale	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 giustificare 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.

87479 / 400

PRINCIPALI AREE SVILUPPATE E NON SVILUPPATE

	31 dicembre 2021		31 dicembre 2022						Totale Sup. netta
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda ^(b) sviluppata	Sup. lorda ^(b) non sviluppata	Totale Sup.	Sup. netta ^(b) sviluppata	Sup. netta ^(b) non sviluppata	Totale Sup. netta ^(b)	
EUROPA	39.058	302	14.635	54.096	60.731	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	22.740	
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	283.078	14.207	103.189	117.396	
Africa Settentrionale	27.775	81	16.020	104.546	121.366	7.773	35.307	43.000	
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-Saharan	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	9.106	
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.

87479/401

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

Italia		(1926)	Operati	Mare Adriatico e Ionio	Barbara (100%), Annemaria (100%), Clara NW (51%), Hera Lacinia (100%) e Bonaccia (100%)
				Basilicata	Val d'Agri (61%)
				Sicilia	Gela (100%), Tresoro (75%), Giurone (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%)	
Africa settentrionale	Algeria ^(b)	(1981)	Operati	Liverpool Bay (100%)	
			Non operati	Elgin/Franklin (21,87%), Glenelg (8%), J Block (33%), Jasmine (33%) e Jade (7%)	
Africa Sub-Saharaniana	Libia ^(b)	(1959)	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%)	
	Tunisia	(1961)	Area contrattuali onshore	Area A (ex concessione 82 - 50%), Area B (ex concessione 100/ Bu-Attifel e Blocco NC 125 - 50%), Area E (El-Feel - 33,3%) ed Area D (Blocco NC 169 - 50%)	
			Area contrattuali offshore	Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Block NC 41 - 50%)	
Egitto ^(c)			Operati	Maamoura (49%), Baraka (49%), Adarn (25%) e Oued Zar (50%)	
			Non operati	MLD (50%) ed El Borma (50%)	
Asia e America	Angola ^(d)	(1980)	Operati	Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco - 75%), Sinai (Belayim Land, Belayim Marine e Abu Rudeis - 100%), Meleilha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Temsah (Tuna, Temsah e Denise - 50%), Southwest Meleilha (100%) e Baltim (50%)	
			Non operati	Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%) e South Ghara (25%)	
	Congo	(1968)	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%).	
	Ghana	(2009)	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%)	
	Mozambico	(2006)	Operati	Offshore Cape Three Points (44,44%)	
America	Nigeria	(1962)	Operati	Area 4 (25%)	
			Non operati ^(e)	OML 60, 61, 62 e 63 (20%) e OML 125 (100%)	
	Kazakhstan ^(f)	(1992)	Operati ^(g)	OML 118 (12,5%)	
			Non operati	Kashagan (16,81%)	
			Operati	Karachaganak (29,25%)	
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%)	
Asia e 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%)
			Non operati	Alaska	Nikitchuq (100%) e Ooogruk (100%)
	Venezuela	(1998)	Golfo del Messico	Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (14,45%), K2 (13,4%), Frontrunner (37,5%) e Heldorf (12,5%)	
			Texas	Alliance area (27,5%)	
			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 minerali, 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 Azul 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.

87 - 79 / wo2

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 cedente, 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 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 proseguiti 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 esausti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di 500 milioni di tonnellate/anno di stoccaggio.

87479/603

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 2026.

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%), Snøfonn (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 addizionali, la ricollocazione e upgrading della FPSO Jotun e supporterà lo sviluppo delle nuove scoperte in prossimità dell'area attraverso l'upgrading delle infrastrutture esistenti. Le attività pianificate consentiranno di



estendere la produzione dell'hub Balder fino al 2045. Lo start-up è atteso nel 2024; e (iii) il progetto sanzionato di Breidablikk 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

87479/405

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 proseguiti 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 Meliha. 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

87479 / 406

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

87479/607

mila barili/giorno e caratterizzata da una filosofia operativa zero process flaring e zero water discharge per la minimizzazione delle emissioni; (ii) di Agogo Early Production Phase 2 nel Blocco 15/06 con il completamento delle attività di sviluppo e installazione delle facility sottomarine necessarie; e (iii) l'avvio di un pozzo dal giacimento Cuica nell'area orientale del Blocco 15/06.

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.

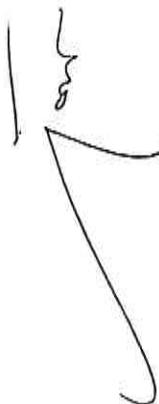
Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) il perfezionamento delle fasi di definizione del progetto Agogo Integrated West Hub per il completamento dello sviluppo dell'area occidentale del Blocco 15/06 attraverso lFPSO di Ngoma e di Agogo; (ii) il progetto Sanha Lean Gas Connection and Booster Gas Compressor 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 alla fine del 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.



87479/608

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.

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.

87479/409

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 NAOC 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

87470410

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 trarre vantaggio da 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 Ganal (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 marzo 2023 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta Yatzil nel Blocco 7 (Eni 45%, operatore).

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 contribuiscono allo sviluppo sostenibile dell'economia locale attraverso la protezione del patrimonio naturale e culturale, la diversificazione economica 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.

87479/441

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 Tecalli.

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 inquadrono 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.



87479/412

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 VISta).

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 Gbéké, 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-Hubs 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-Hubs 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.

67479/613

È stata identificata l'area per la costruzione dell'Agri-Hubs 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.

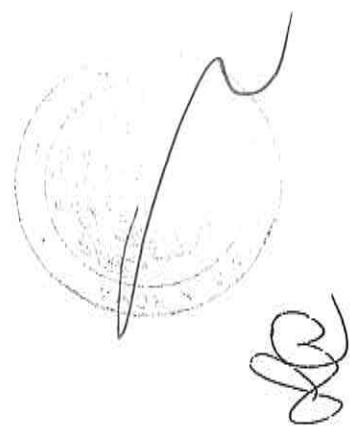
In tutti i progetti avviati o in corso di sviluppo, le produzioni agricole risponderanno allo schema di certificazione di sostenibilità ISCC-EU.

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 semi 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.

Scalzone



07.478 | 616

Global Gas & LNG Portfolio

€ 2.063 mln

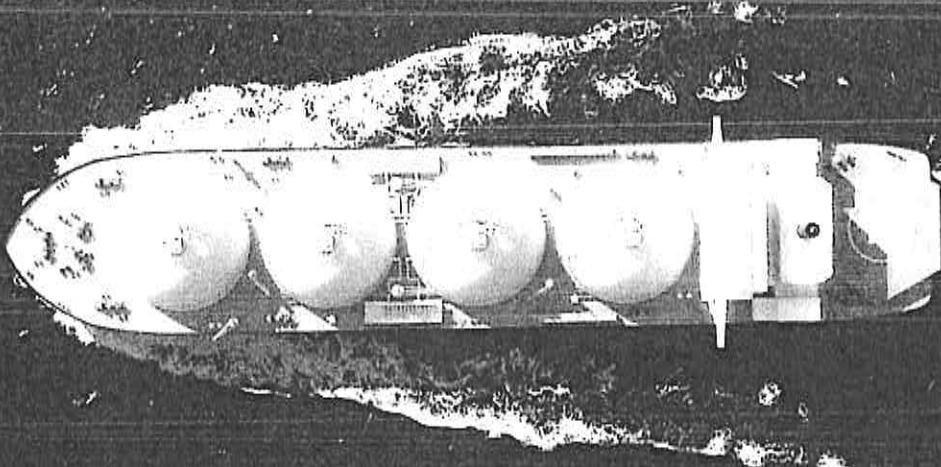
utile operativo adjusted
più che triplicato vs. 2021

~1.000

clienti business

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

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



87479/615

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE			2022	2021	2020
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ora 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) ^(d)	(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 4,5 miliardi di metri cubi/anno nel 2025; 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 conseguenze 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.

87479 | 616

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 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.

87479/417

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	69,09	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)

87479/418

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.

VIENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2022	2021	2020	Var. ass.	Var. %
ITALIA		30,67	36,00	37,30	(6,21)	(16,8)
Grossisti		12,22	13,37	12,89	(1,15)	(8,6)
PSV e borsa		9,31	12,13	12,73	(2,82)	(23,2)
Industriali		2,89	4,07	4,21	(1,18)	(29,0)
Termoelettrici		0,83	0,94	1,34	(0,11)	(11,7)
Autoconsumi		5,42	6,37	6,13	(0,95)	(14,9)
VENDITE INTERNAZIONALI		29,05	33,57	27,69	(3,72)	(11,1)
Resto d'Europa		27,41	28,01	23,00	(0,60)	(2,1)
Importatori in Italia		2,43	2,89	3,67	(0,46)	(15,9)
Mercati europei:		24,98	25,12	19,33	(0,14)	(0,6)
Penisola Iberica		3,93	3,75	3,94	0,18	4,8
Germania/Austria		3,58	0,69	0,35	2,89	418,8
Benelux		4,24	3,47	3,58	0,77	22,2
Regno Unito		1,92	2,65	1,62	(0,73)	(27,5)
Turchia		7,62	8,50	4,59	(0,88)	(10,4)
Francia		3,62	5,80	5,01	(2,18)	(37,6)
Altro		0,07	0,26	0,24	(0,19)	(73,1)
Mercati extra europei		2,44	5,56	4,60	(3,12)	(56,1)
TOTALE VENDITE GAS MONDO		60,52	70,45	64,99	(9,93)	(14,1)

GNL

VIENDITE 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.

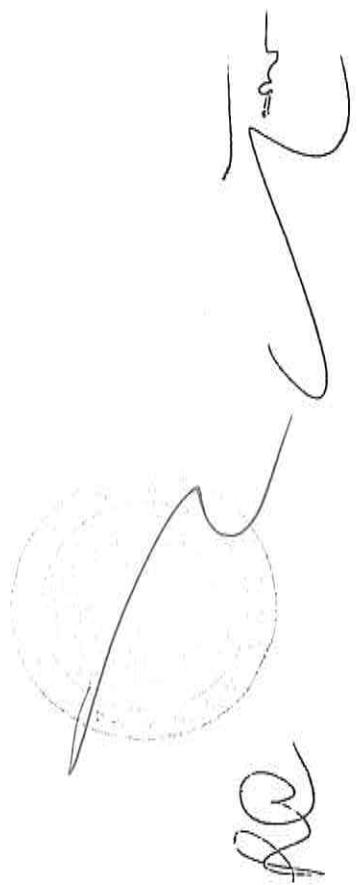
87479/619

Trasporto internazionale

Eni dispone dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nordafricani funzionale all'importazione e alla commercializzazione in Italia e in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi, Norvegia e Libia.

I principali gasdotti sono: (i) il gasdotto TTPC, per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri; (ii) il gasdotto TMPC, per l'importazione di gas algerino (775 chilometri); (iii) il gasdotto GreenStream, per l'importazione del gas libico composto da una linea di 516 chilometri; infine (iv) il gasdotto sottomarino Blue Stream che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero.

De Bollore



ENERGY EVOLUTION

Andamento Operativo

87479/421

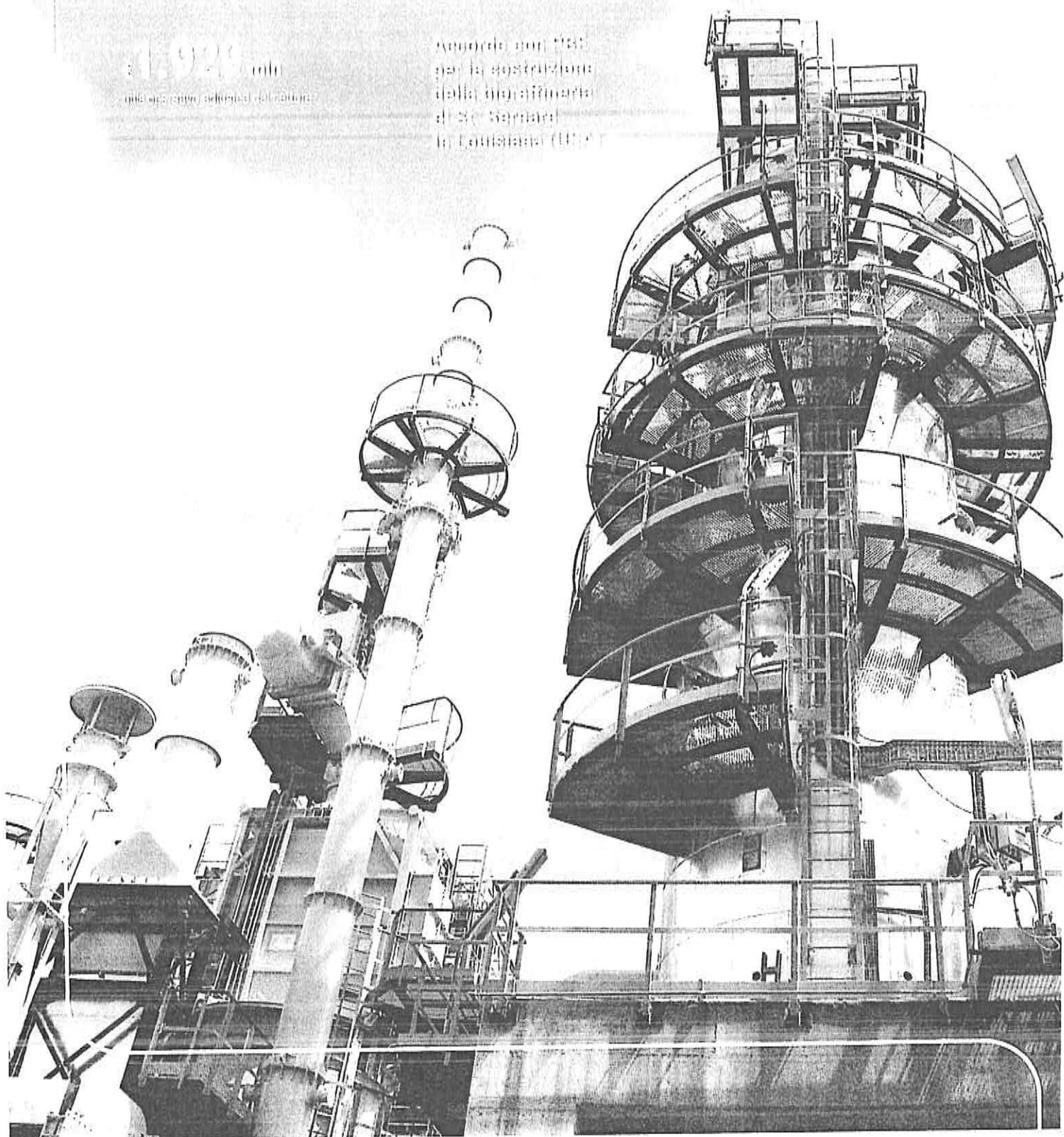
Refining & Marketing e Chimica
Plenitude & Power
Attività Ambientali

87478/072

Refining & Marketing e Chimica



Secondo corso
per la sostituzione
della produzione
di 20 tonnellate
di palladio (Pt)



87479/623

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2022	2021	2020
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ora 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.

87479/uzc

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 Matrica – la jv costituita tra Versalis e Novamont a Porto Torres e specializzata nella produzione di bioprodotti 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 semi 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 traghettare i target di riduzione delle emissioni Scope 1+2+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.

87479/425

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. Nel 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 Mar 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.

87479/627

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 Russia^(a), 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	10,91		
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 Druzbha. La riduzione di greggi acquistati dalla Russia è stata compensata con volumi provenienti dall'Asia centrale e dal Nord Africa.

87479/628

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	(0,18)	(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	10,04	18,78	17,00	0,06	0,3	
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity	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
Extrarete		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
Extrarete resto d'Europa		2,44	2,19	2,40	0,25	11,4
Extrarete 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 extrarete		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 + extrarete)	5,08	4,02	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	



87479 / 630

VIENDITE 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 VIENDITE 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 petrochimici		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 petrochimici		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 petrochimici 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.

87479/431

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 diminute 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 Padanaplast per €141 milioni.



Vecchio



87479/632

Plenitude & Power

272 GW

capacità installata da fonti rinnovabili
per la produzione

10 mln

clienti retail e business
di gas ed elettricità

13.000

posti di ricarica veicoli elettrici

18,8 TWh

vendite retail energia elettrica
a clienti finali



87479/633

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2022	2021	2020
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ora 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 ^(b)	(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) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	9,76	10,03	9,63
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower) ^(a)	(gCO ₂ eq./kWh eq.)	393	380	391

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

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

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.

87479/436

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 Kazakistan, 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 e 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

87479/435

(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)

87479 / M36

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.

87479/437

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 Kazakistan 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

Nel 2022, Eni ha finalizzato la cessione alla società di investimento Sixth Street della quota del 49% in EniPower che detiene sei centrali a gas. Eni mantiene il 51% ed il controllo di EniPower in termini operativi, nonché il consolidamento della società.

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) perseguiendo 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).

87479/438

Attività ambientali

Periodo	Salvo approvazione	Per il quale si riferisce	Periodo	Salvo approvazione	Per il quale si riferisce
01/01/2022 - 31/12/2022	01/01/2022 - 31/12/2022	01/01/2022 - 31/12/2022	01/01/2022 - 31/12/2022	01/01/2022 - 31/12/2022	01/01/2022 - 31/12/2022

