NATURAL RESOURCES

ANDAMENTO OPERATIVO

Exploration & Production

Global Gas & LNG Portfolio

CCUS, iniziative di carbon offset e agri-feedstock

Exploration & Production

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

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

€13,3 mld
adjusted EBIT proforma

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

Net Carbon
footprint upstream
-10% vs. 2022

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

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

PERFORMANCE DELL'ANNO

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

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

PORTAFOGLIO

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

ESPLORAZIONE

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

SVILUPPO

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

RISERVE

Generalità

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

Governance delle riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; e (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore[1]; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti. Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Natural Resources Valorization e l'unità Operations di sede che verificano rispettivamente i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative ed i costi operativi; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; e (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi degli Head Quarter Reserves Evaluators (HRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi. Il responsabile del Dipartimento Riserve ha conseguito un Master in Petroleum Engineering al Politecnico di Torino ed una Laurea in Ingegneria Civile Idraulica presso l'Alma Mater Studiorum – Università di Bologna. Ha un'esperienza di 20 anni nel settore petrolifero e nella valutazione delle riserve. Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

Valutazione indipendente delle riserve

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

(1) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili nella sezione "Exhibits" dell'Annual Report on Form 20-F 2009 all'indirizzo sec.gov.
(2) Negli ultimi tre anni ci si è avvalsi del servizio di certificazione indipendente della società DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott, Societé Generale de Surveillance e Sproule.

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

Evoluzione

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

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

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

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

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

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

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

RISERVE CERTE DI PETROLIO E GAS NATURALE

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

Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2023 ammontano a 2.419 milioni di boe, di cui 1.109 milioni di barili di liquidi e 194 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e Asia.
Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 740 milioni di barili di liquidi e 137 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)	
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2022	**2.423**
Promozioni	(187)
Nuove scoperte ed estensioni	104
Revisioni di precedenti stime	121
Miglioramenti da recupero assistito	
Portfolio	(42)
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2023	**2.419**

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

Impegni contrattuali di fornitura

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

PRODUZIONE

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

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

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

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

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

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

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.
(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (46, 45 e 42 milioni di boe, rispettivamente nel 2023, 2022 e 2021).
(c) Con effetto 1° gennaio 2023, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1mc = 0,00675 barili di petrolio (in precedenza 1mc = 0,00671 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2023 è stato di circa 2 milioni di boe. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

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

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

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.
(b) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (127, 124 e 116 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2023, 2022 e 2021).
(c) Con effetto 1° gennaio 2023, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00675 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00671 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2023 è di 5 mila boe/giorno.

POZZI PRODUTTIVI

Nel 2023 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 7.373 (2.534,5 in quota Eni). In particolare, i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.118 (1.946,3 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 1.255 (588,2 in quota Eni). Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi produttivi, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

POZZI PRODUTTIVI[a]

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

(a) Include 997 (303,2 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

ATTIVITÀ DI DRILLING

Esplorazione

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

Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 34,5% (38% in quota Eni), a fronte del 45% (44% in quota Eni) del 2022 e del 54% (49% in quota Eni) del 2021.

PERFORAZIONE ESPLORATIVA

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

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

Sviluppo

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

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

PERFORAZIONE DI SVILUPPO

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

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

Superfici

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

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

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

PRINCIPALI AREE SVILUPPATE E NON SVILUPPATE

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

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

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

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

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

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

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E DI SVILUPPO

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

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

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

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

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

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

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

Italia

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

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

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

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

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

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

Resto d'Europa

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

Africa settentrionale

Algeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas di RODE-1 nella concessione Sif Fatima II. Le attività di sviluppo saranno avviate nel 2024.
Nel corso dell'anno sono stati finalizzati gli accordi relativi: (i) all'acquisizione delle quote del 45,89% e del 33,15% nelle due concessioni di In Amenas ed In Salah, rispettivamente; (ii) ai nuovi contratti che regolano le attività sui blocchi 404 e 208, con un incremento al 17,5% della partecipazione Eni nelle due aree.
Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) un programma di infilling in alcuni campi dei blocchi 401a/402a, nei blocchi Sif Fatima II, Ourhoud II e Zemlet El Arbi, nonché nelle due concessioni In Amenas e In Salah; (ii) attività di workover nei blocchi 404-208, 405b e 403 nonché la conversione di alcuni pozzi ad iniettori water-alternate-gas (WAG) nel blocco 403; (iii) il potenziamento del terzo treno di trattamento dell'impianto di BRN; (iv) la perforazione e il collegamento di pozzi di infilling nell'area del Berkine sud e il debottlenecking della linea olio.
Inoltre è in costruzione un impianto fotovoltaico da 10 MW nel campo di BRN nel blocco 403, addizionale all'impianto da 10 MW già realizzato nel 2020. Sono in corso di valutazione i programmi per la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 12 MW nel campo di MLE nel blocco 405b.
Nel marzo 2024 Eni Foundation ha avviato un progetto a sostegno delle strutture sanitarie nelle aree dell'Haut-Plateau e della regione meridionale dell'Algeria, attraverso la consegna di due cliniche mobili. L'iniziativa conferma l'approccio distintivo e integrato che Eni adotta nei Paesi in cui opera.

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

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

Egitto

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Africa Sub-Sahariana

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

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

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

Nel marzo 2023 la JV Solenova, società solare partecipata congiuntamente con Sonangol, ha avviato la produzione di energia solare dall'impianto fotovoltaico di 25 MW di Caraculo.
Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) l'avvio delle attività di sviluppo dei campi Quiluma e Maboqueiro nell'ambito del New Gas Consortium. Il progetto, primo sviluppo di gas non associato nel Paese, prevede l'installazione di due piattaforme produttive offshore, un impianto di trattamento onshore e le facility di collegamento all'impianto di liquefazione A-LNG. Lo start-up è previsto nel 2026 con una produzione a plateau stimata in circa 4 miliardi di metri cubi/anno; (ii) sanzionato il progetto Agogo Integrated West Hub nell'area occidentale del Blocco 15/06 per il quale sono stati assegnati i contratti principali. Lo start-up è atteso nel 2026 con un picco produttivo previsto a 170 mila boe/giorno; (iii) sono proseguiti gli studi di ottimizzazione dello sviluppo del progetto PAJ nel Blocco 31; (iv) completate le attività di sviluppo dei campi Cuica, Cabaça e la early production di Ndungu nel Blocco 15/06 con conseguente avvio produttivo attraverso il collegamento agli impianti esistenti nell'area; (v) interventi di supporto nell'ambito dei servizi sanitari nella provincia di Luanda anche attraverso l'elettrificazione con impianti fotovoltaici dei centri sanitari nonché diverse iniziative nelle province di Namibe, Huila e Cabinda nell'ambito di accesso all'acqua, educazione, servizi sanitari primari e nel settore agricolo anche a sostegno dell'occupazione giovanile; e (vi) programmi di sicurezza alimentare nella provincia di Cunene nonché iniziative nell'ambito della protezione infantile nella provincia di Zaire.

Congo L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel permesso Marine VI Bis (Eni 65%) con i pozzi di scoperta a gas e condensati di Poalvou Marine 2 e a olio e gas di Mbenga Marine 1. Entrambe le dichiarazioni di scoperta sono state notificate alle autorità competenti.
Nel marzo 2024, Eni ha finalizzato con Perenco la cessione della partecipazione in diversi permessi nel Paese. Entrambe le dichiarazioni di scoperta sono state notificate alle autorità competenti.
Nel dicembre 2023 è stato conseguito lo start-up del progetto Congo LNG, attraverso il completamento dell'installazione offshore dell'impianto di liquefazione Tango FLNG, con capacità di circa 1 miliardo di metri cubi di gas per anno, e di Excalibur Floating Storage Unit (FSU). Il piano di sviluppo prevede l'installazione di 2 unità flottanti per la liquefazione del gas (FLNG), 1 unità di stoccaggio GNL (FSU), 7 nuove piattaforme, un impianto di trattamento onshore e la perforazione di 41 pozzi. I principali contratti sono stati assegnati. La seconda FLNG, con una capacità di circa 3,5 miliardi di metri cubi/anno, è attualmente in costruzione. L'avvio produttivo è atteso nel 2025. Il progetto valorizzerà le risorse di gas del permesso Marine XII, anche facendo leva sugli asset esistenti, attraverso uno sviluppo modulare e per fasi, con l'obiettivo di zero gas flaring di routine; ed inoltre contribuirà a soddisfare il fabbisogno di energia del Paese, sfruttando il surplus di gas per la produzione di GNL. Il progetto è previsto raggiungere la capacità di liquefazione gas di circa 4,5 miliardi di metri cubi/anno a plateau. In base agli accordi recentemente firmati, tutto il GNL prodotto sarà commercializzato da Eni.
Le altre attività di sviluppo hanno riguardato il completamento delle attività del progetto Néné Fase 2B. In particolare, sono state completate le attività di perforazione e completamento degli ultimi pozzi produttivi previsti.
Nel marzo 2023 è stato inaugurato il Centro di Eccellenza di Oyo per le energie rinnovabili e l'efficientamento energetico, nato dall'accordo siglato da Eni con la Repubblica del Congo nel 2016 per valorizzare le fonti energetiche del Paese, promuovendo al contempo lo sviluppo sociale ed economico. Nel periodo compreso tra il 2023 e il 2028, il Centro sarà gestito da UNIDO, con il progressivo raggiungimento dell'operatività. Nel corso dell'anno è proseguito il supporto al programma integrato nel distretto di HINDA a sostegno dello sviluppo socio-economico delle comunità rurali attraverso iniziative a sostegno dei servizi educativi e sanitari, dell'accesso all'acqua e del settore agricolo tramite un dedicato programma di formazione.

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

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

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

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

Kazakhstan

Kashagan Le attività di sviluppo sono focalizzate sul programma di espansione per fasi della capacità produttiva. La prima fase di sviluppo prevede un progressivo aumento fino a raggiungere i 450 mila barili di olio al giorno. Le attività, sanzionate nel 2020, prevedono l'incremento della capacità di gestione del gas associato attraverso: (i) l'incremento della capacità di reiniezione in giacimento attraverso l'upgrading delle facility esistenti, completata nel 2022; e (ii) la consegna di una nuova unità di trattamento onshore gestita da terze parti, in via di realizzazione, per la restante parte dei volumi di gas associato.
Al 31 dicembre 2023 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a $10,2 miliardi, pari a €9,2 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2023, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2023 ($7,5 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti ($2,7 miliardi). I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €63,6 milioni. Al 31 dicembre 2023 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 584 milioni di boe.

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

Resto dell'Asia

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

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

Indonesia Nel 2023, Eni ha acquisito gli asset in produzione e sviluppo di Chevron nell'offshore del Paese. L'operazione consentirà a Eni di accelerare lo sviluppo dei progetti in corso nell'area e l'integrazione con gli asset di Neptune Energy. Questa acquisizione è in linea con la strategia di transizione energetica di Eni, per aumentare la quota di produzione di gas naturale al 60% entro il 2030.
L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'importante scoperta a gas di Geng North-1, nella licenza offshore operata North Ganal (Eni 50,22%). Le stime preliminari evidenziano volumi complessivi pari a 5 trilioni di piedi cubi (Tcf) di gas e 400 milioni di barili di condensati. Questa scoperta, unitamente alle recenti acquisizioni di Neptune e degli asset di Chevron, apre una serie di opportunità nel settore del gas naturale nel Paese, dove una grande quantità di risorse di gas sarà sviluppata sia in sinergia con gli attuali campi operati da Eni, sia attraverso un nuovo hub di produzione e facendo leva sul terminale di esportazione di GNL di Bontang, e in tal modo contribuirà a trasformare il bacino del Kutei in un nuovo hub mondiale del gas.
Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto di Merakes East nel blocco operato East Sepinggan, nelle acque profonde del Kalimantan Orientale; (ii) il progetto di Maha nel Blocco offshore di West Ganal (Eni 40%, operatore). Sono state definite le attività del programma di sviluppo; (iii) le attività di upgrading delle facility di compressione gas nel blocco operato di Muara Bakau; e (iv) sono state realizzate numerose iniziative a supporto delle comunità locali sui temi di educazione primaria, accesso all'acqua ed energia rinnovabile, attività di diversificazione economica e per il rafforzamento di competenze in ambito professionale nelle aree di Samboja e Muara Java, nel Kalimantan orientale.

Iraq Le attività riguardano l'esecuzione di un'ulteriore fase di sviluppo dell'ERP (Enhanced Redevelopment Plan) per il progetto di Zubair. Le principali facilities sono state già installate. Le attività di sviluppo in corso includono programmi di ampliamento della disponibilità di acqua per mantenere un adeguata pressurizzazione del giacimento nel lungo termine e di espansione della capacità di trattamento e re-iniezione acqua.
Le riserve presenti nel giacimento saranno messe progressivamente in produzione grazie alla perforazione di pozzi produttivi addizionali nei prossimi anni e attraverso l'espansione della facility di raccolta dell'acqua e il completamento dei pozzi di reiniezione della stessa.
Nel 2023 è proseguito l'impegno di Eni con progetti in ambito scolastico, sanitario, ambientale e di accesso all'acqua. In particolare: (i) la costruzione di un nuovo edificio scolastico a Zubair, con completamento atteso nel 2024, nonché interventi di ristrutturazione e fornitura di materiale alle scuole; (ii) è stata completata la costruzione di un dipartimento di medicina nucleare e di un nuovo reparto di oncologia pediatrica presso il Basra Cancer Children Hospital; e (iii) è stato completato l'impianto di fornitura di acqua potabile di Al-Bardjazia nell'area di Zubair e prosegue la costruzione del nuovo impianto di Al-Buradeiah a Bassora.

America

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

Global Gas & LNG Portfolio

€3,4 mld
EBIT proforma adjusted, risultato record

50,51 mld mc
vendite di gas naturale

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

garantite forniture stabili e affidabili di gas naturale ai mercati europei

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

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

PERFORMANCE DELL'ANNO

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

DIVERSIFICAZIONE DEGLI APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

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

In particolare:

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

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

Questi nuovi contratti GNL contribuiscono alla creazione di un portafoglio che, facendo leva sull'approccio integrato di Eni nei Paesi in cui opera e in linea con la strategia di transizione energetica, ha l'obiettivo di aumentare progressivamente la quota di gas nella produzione upstream complessiva al 60% entro il 2030.

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

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

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

GAS NATURALE

Approvvigionamenti

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

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

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

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

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

Vendite

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

VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

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

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

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

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

VENDITE DI GAS PER MERCATO

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

GNL

VENDITE DI GNL

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

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

Trasporto internazionale

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

CCUS, iniziative di carbon offset e agri-feedstock

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

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

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

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

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

PROGETTI CCUS

Nell'ambito della cattura e stoccaggio di CO_2, il modello distintivo di Eni si basa sulle competenze e sulle tecnologie di giacimento maturate nell'ambito delle attività di stoccaggio del gas realizzate in passato, in sinergia con il riutilizzo dei campi a gas esauriti o in via di esaurimento e con il riutilizzo parziale delle infrastrutture esistenti.
Eni si pone l'obiettivo di raggiungere una capacità gross di reiniezione di CO_2 di oltre 15 milioni di tonnellate/anno prima del 2030 e in aumento fino a circa 40 milioni di tonnellate/anno dopo il 2030. Il portafoglio dei progetti Eni di CCUS è ampio e si articola su diversi Paesi.
In Italia, il progetto Ravenna CCS è in corso di sviluppo congiuntamente con Snam, attraverso una joint venture paritetica. In particolare, il progetto prevede una Fase 1 con start-up nel corso del secondo trimestre 2024 e una Fase 2 a maggiore scala industriale con avvio iniezione CO_2 prevista nella seconda metà del decennio. Nella Fase 1 circa 25.000 tonnellate/anno di anidride carbonica saranno catturate dalla centrale Eni di trattamento del gas naturale di Casalborsetti a Ravenna per poi essere trasportate fino ad una piattaforma offshore dell'Adriatico ed infine iniettate nel giacimento a gas esaurito di Porto Corsini Mare Ovest, operato da Eni. La Fase 2 prevede un volume di iniezione, di CO_2 di circa 4 milioni di tonnellate/anno entro il 2030 per abbattere le emissioni di CO_2, provenienti sia da siti Eni sia da soggetti terzi. La riconversione a siti di stoccaggio di CO_2 dei giacimenti a gas esauriti dell'Adriatico e il riutilizzo di una parte delle infrastrutture esistenti, permetteranno di offrire costi di stoccaggio CO_2 molto competitivi. Nel novembre 2023, il progetto Ravenna CCS Fase 2 è stato inserito nell'elenco europeo dei Progetti di Interesse Comunitario (Progetti PCI) come infrastruttura di trasporto e stoccaggio CO_2 nell'ambito del progetto integrato Callisto (Carbon Liquefaction transportation and Storage) Mediterranean CO_2 Network, sviluppato in collaborazione con Air Liquide. Il progetto Callisto prevede lo stoccaggio nell'hub CCS di Ravenna della CO_2 proveniente da aree industriali hard-to-abate italiane a partire da quella di Ravenna e Ferrara, e da quella di Marseille Fos, in Francia, promuovendo pertanto la creazione di una catena del valore della CCS nell'Europa meridionale e nel bacino del Mediterraneo.
Nel Regno Unito, due sono i progetti Eni in corso di sviluppo e riguardano l'hub di stoccaggio CCS di HyNet North West e l'hub di Bacton Thames Net Zero. I due progetti contribuiranno in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione fissati dal Governo inglese che prevedono per la CCS la cattura e stoccaggio di 20-30 milioni di tonnellate/anno al 2030.
Il progetto integrato HyNet North West ha l'obiettivo di decarbonizzare i distretti industriali dell'area nord-occidentale dell'Inghilterra e del Galles settentrionale attraverso la cattura il trasporto e lo stoccaggio della CO_2 emessa dalle esistenti attività industriali "hard-to-abate" locali e dalla futura produzione di idrogeno a basso impatto carbonico. Nell'ambito del progetto, Eni è l'operatore per le attività di trasporto e lo stoccaggio della CO_2 e allo scopo convertirà e riutilizzerà i propri giacimenti di gas offshore esauriti e parte delle esistenti infrastrutture presenti nella baia di Liverpool. Il progetto è stato selezionato dal Governo britannico come uno dei due progetti prioritari (in "Track 1") e l'avvio è previsto nella seconda metà del decennio con un volume di CO_2 iniettato in giacimento che nella prima fase sarà di 4,5 milioni di tonnellate/anno per aumentare dopo il 2030 fino a 10 milioni di tonnellate/anno.
A marzo 2023 le autorità del Regno Unito (Department for Energy Security and Net Zero - DESNZ) hanno selezionato 8 progetti di cattura prioritari di CO_2 che potranno accedere ai fondi stanziati dal Governo inglese per sostenere le iniziative CCS. Di questi 8 progetti ben 5 afferiscono ad emettitori del Consorzio HyNet North West per un volume complessivo di emissioni di CO_2 stoccata di 3 milioni di tonnellate per anno.
Ad ottobre del 2023 sono stati finalizzati con le autorità del Regno Unito (Department for Energy Security and Net Zero - DESNZ) gli "Head of Terms" del modello di business per il Trasporto e Stoccaggio (T&S) della CO_2 di HyNet. La finalizzazione degli Accordi Definitivi e il conseguente rilascio della licenza commerciale T&S è prevista entro il 2024.
Infine, nel dicembre 2023, DESNZ ha avviato il processo "Track 1 Expansion" con l'obiettivo di selezionare, nella seconda parte del 2024, ulteriori progetti di cattura della CO_2 da collegare al solo cluster di HyNet entro il 2030 in modo da saturare la capacità di stoccaggio di 4,5 milioni di tonnellate all'anno previsti nella prima fase di sviluppo ed identificare i potenziali emettitori a supporto per la futura espansione dei volumi di stoccaggio di HyNet dopo il 2030.

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

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

INIZIATIVE AGRI-FEEDSTOCK

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

Le filiere agri-feedstock Eni sono certificate secondo lo schema di sostenibilità ISCC-EU (International Sustainability and Carbon Certification), uno dei principali standard volontari riconosciuti dalla Commissione Europea per la certificazione di sostenibilità dei biocarburanti (UE RED II).

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

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

INIZIATIVE DI CARBON OFFSET

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

NATURAL CLIMATE SOLUTIONS

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

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

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

PROGETTI TECNOLOGICI

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

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