

Natural Resources





Exploration & Production

>700 mln boe

Nuove risorse esplorative equity scoperte al costo competitivo di 1,3 \$/boe

Progetto HyNet

per la cattura/stoccaggio della CO₂ nel Regno Unito. Firmati 19 accordi con imprese locali per lo stoccaggio delle emissioni

Net carbon footprint upstream -26% vs 2018

Nel 2021 raggiunti progressi in linea con il nuovo target del -65% nel 2025 e net zero al 2030



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,25	0,28	0,33
<i>di cui: dipendenti</i>		0,09	0,18	0,18
<i>contrattisti</i>		0,30	0,31	0,37
Profit per boe ^{(b)(c)}	(\$/boe)	4,8	3,8	7,7
Opex per boe ^(d)		7,5	6,5	6,4
Cash flow per boe		20,6	9,8	18,6
Finding & Development cost per boe ^{(c)(d)}		20,4	17,6	15,5
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		51,49	28,92	43,54
Produzione di idrocarburi ^(d)	(migliaia di boe/giorno)	1.682	1.733	1.871
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.628	6.905	7.268
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,8	10,9	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	55	43	92
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	9.409	9.815	10.272
<i>di cui all'estero</i>		6.045	6.123	6.781
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	22,3	21,1	22,8
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata ^{(a)(e)}	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,2	20,0	19,6
Emissioni fuggitive di metano ^(a)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	9,2	11,2	21,9
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine ^(a)	(miliardi di Sm ³)	1,2	1,0	1,2
Net carbon footprint upstream (Scope 1 + 2) ^(f)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	11,0	11,4	14,8
Oil spill operativi (>1 barile) ^(a)	(barili)	436	882	988
Acqua di produzione reiniettata ^(a)	(%)	58	53	58

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

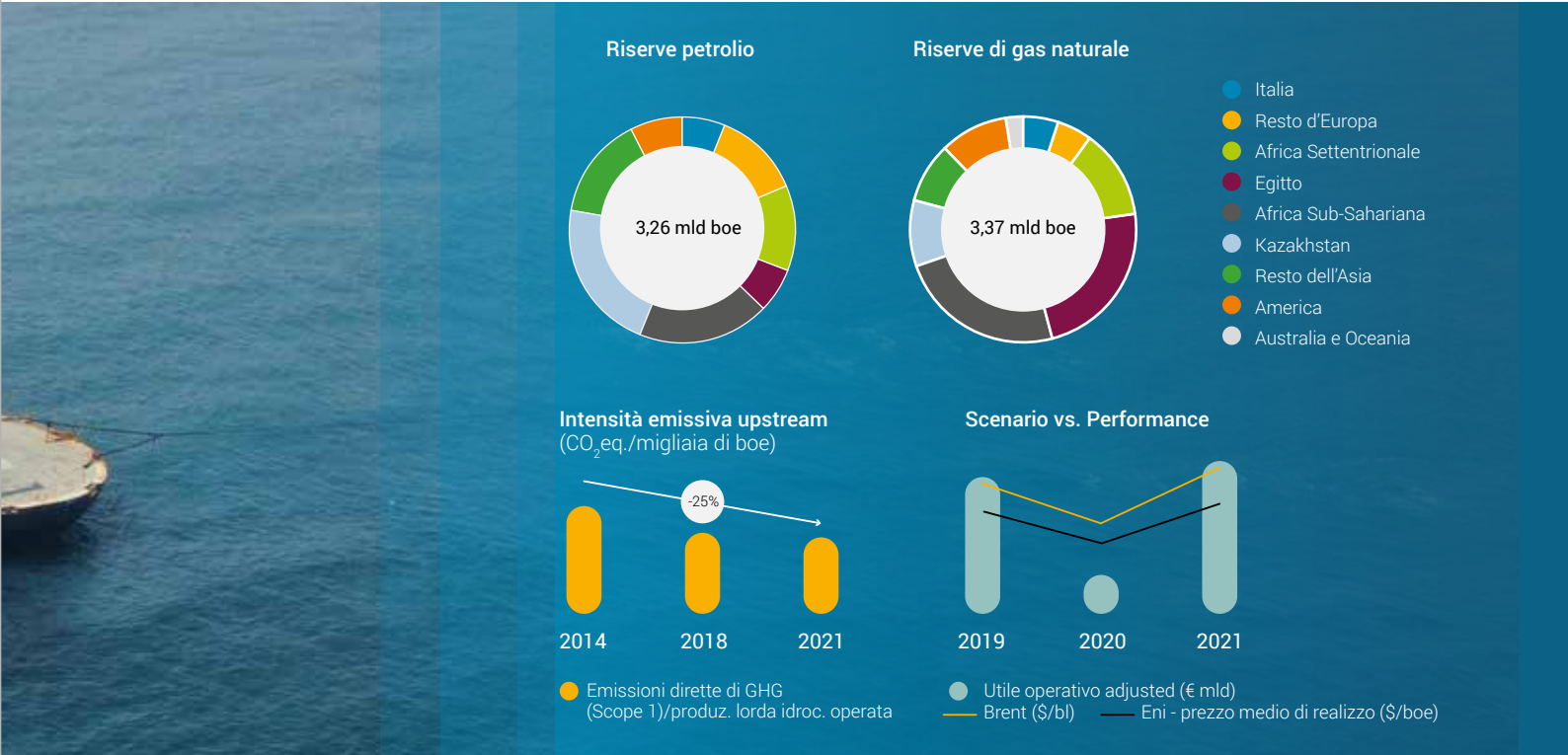
(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

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

(e) Produzione lorda di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 1.041 mln di boe, 1.009 mln di boe e 1.114 mln di boe, rispettivamente nel 2021, 2020 e 2019.

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



Performance dell'anno

- ▶ L'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro è stato pari allo 0,25, in miglioramento del 9%, confermando l'impegno Eni nelle diverse attività operative per la riduzione degli infortuni.
- ▶ Emissioni dirette di GHG (Scope 1) da asset operati in aumento del 6% rispetto al 2020, principalmente per la ripresa delle attività.
- ▶ Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata pari a 20,2 tonnellate di CO₂eq./migliaia di boe, sostanzialmente stabile rispetto al 2020.
- ▶ Emissioni fuggitive di metano da asset operati in riduzione del 18% rispetto al 2020 in relazione al costante monitoraggio periodico in sito e delle relative attività di manutenzione.
- ▶ Net carbon footprint upstream (emissioni nette di GHG Scope 1 + Scope 2 contabilizzate su base equity al netto dei carbon sink) in lieve miglioramento rispetto al 2020.
- ▶ Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine in asset operati in aumento del 12% rispetto al 2020, principalmente a causa della ripresa delle attività presso gli impianti di Abu-Attifel ed El Feel in Libia, rimasti fermi per quasi tutto il 2020.
- ▶ Oil spill operativi più che dimezzati rispetto al 2020, grazie alla prosecuzione dell'azione di misure tecniche nelle attività operative.
- ▶ Acqua di produzione reiniettata in aumento rispetto al 2020 grazie alla completa ripresa delle attività di reiniezione in Congo e in Libia.
- ▶ Produzioni di idrocarburi pari a 1,7 milioni di boe/giorno a parità di prezzo. La crescita è stata sostenuta dal ramp-up delle produzioni gas dei giacimenti Zohr in Egitto e Merakes in Indonesia, quest'ultimo avviato in aprile. La performance è stata condizionata dalla maggiore attività di manutenzione in Norvegia, Italia e Regno Unito, dalla minore attività in Nigeria e dal declino dei campi maturi.
- ▶ Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2021 ammontano a 6,6 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 69 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo all sources è pari al 55%. Media triennale del tasso di rimpiazzo all sources pari al 73%. La vita utile residua delle riserve è di 10,8 anni (10,9 anni nel 2020).

Iniziative di decarbonizzazione

- ▶ I progetti per la cattura di CO₂ e lo stoccaggio in giacimenti operati offshore in via di esaurimento, ovvero il riutilizzo in altri cicli produttivi, rappresentano un elemento fondamentale nell'ambito della strategia di transizione energetica di Eni. In particolare, il progetto integrato HyNet nel Regno Unito, in cui Eni è operatore al 100% per il trasporto e stoccaggio della CO₂ in giacimenti gas esauriti nella baia di Liverpool, ad ottobre 2021, è stato selezionato dalle autorità britanniche tra i 2 prioritari che, per primi, riceveranno finanziamenti erogati dal fondo governativo britannico Carbon Capture Storage Infrastructure Fund (CCSIF) gestito da BEIS (il dipartimento per Business, Energy & Industrial Strategy) per supportare con 1 miliardo di sterline la realizzazione nel Regno Unito di almeno 4 hub di CCS entro il 2030. Il progetto fornirà un importante supporto al processo di decarbonizzazione del Paese contribuendo con 10 milioni di tonnellate per anno a regime rispetto alla recente ambizione espressa nella Strategia Net Zero (ottobre 2021) di 20-30 milioni di tonnellate all'anno di capacità di stoccaggio di CO₂ e per l'80% ai 5 GW di idrogeno a basse emissioni di carbonio, obiettivo fissato dal governo britannico per il 2030. Altra iniziativa in corso riguarda la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ nei giacimenti esauriti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di 500 milioni di tonnellate di stoccaggio. Facendo leva sullo sviluppo di progetti CCS, il target è di raggiungere una capacità di stoccaggio in quota pari a 7 milioni di tonnellate/anno nel 2030.
- ▶ Proseguono le iniziative Eni nell'ambito di Natural Climate Solutions, tra cui i progetti mirati alla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo e inquadrati nello schema REDD+ delle Nazioni Unite. In particolare, nel corso del 2021, oltre il Luangwa Community Forest, si sono aggiunti ulteriori progetti nella Repubblica dello Zambia e in Tanzania. Eni continua a valutare ulteriori iniziative in diversi Paesi attraverso l'avvio di altre collaborazioni con governi e sviluppatori internazionali in Africa, America Latina ed Asia. Le iniziative identificate e pianificate consentiranno di assicurare la compensazione delle emissioni residue nell'ambito della strategia di decarbonizzazione Eni.
- ▶ In Africa firmati accordi di collaborazione con i governi di Kenya, Angola, Congo, Costa d'Avorio, Benin, Mozambico e Ruanda per progetti di biofuel attraverso la creazione di filiere integrate di agro-biofeedstock non in competizione con la catena alimentare per approvvigionare le bioraffinerie Eni e decarbonizzare il mix energetico locale. In particolare, i progetti finalizzati alla produzione di tali feedstock assicurano sicurezza e continuità di approvvigionamento di cariche sostenibili (Low ILUC) e de-risking rispetto agli acquisti da mercato. Il modello di sviluppo di tali iniziative inoltre valorizza aspetti ambientali, in quanto contribuisce alla decarbonizzazione dei prodotti commercializzati e permette il recupero di terreni degradati e di combattere la deforestazione, nonché sociali con ricadute sul territorio in termini di occupazione, creazione di reddito rurale e accesso al mercato per gli agricoltori. Il modello massimizza le tutele dei diritti umani nonché promuove la salute, la sicurezza alimentare e il diritto di accesso alla terra delle popolazioni rurali.
- ▶ Finalizzato l'accordo con il Gruppo Bonifiche Ferraresi per la costituzione di una joint venture paritetica per lo sviluppo di progetti di ricerca e sperimentazione agricola di sementi di piante oleaginose da utilizzare come feedstock nelle bioraffinerie Eni. L'accordo prevede inoltre l'acquisto da parte di Eni di una partecipazione di minoranza nella controllata di BF Bonifiche Ferraresi e nella stessa BF SpA.
- ▶ Raggiunta da Solenova, joint-venture tra Eni e Sonangol, la Decisione Finale di Investimento (FID) e la firma del contratto di ingegneria, approvvigionamento e costruzione (EPC) della prima fase del progetto fotovoltaico di Caraculo, situato nella provincia di Namibe in Angola, il cui avvio è previsto nel quarto trimestre del 2022. L'impianto avrà una capacità totale di 50 MW e la sua realizzazione avverrà in fasi, la prima delle quali prevederà il raggiungimento della capacità di 25 MW.
- ▶ Firmato Memorandum of Understanding con la compagnia australiana Santos per identificare potenziali opportunità di collaborazione nell'ambito di progetti di cattura, stoccaggio e riutilizzo della CO₂ ed estendere la cooperazione nello sviluppo di idrocarburi nel nord dell'Australia. Altri accordi sono stati finalizzati in Egitto e Norvegia.

Esplorazione

- ▶ L'attività esplorativa ottiene nel 2021 risultati eccellenti con la scoperta di oltre 700 milioni di boe di nuove risorse al costo competitivo di 1,3 \$/barile. L'esplorazione si conferma ancora elemento distinti-

vo del modello upstream e i risultati raggiunti hanno consentito a Eni di ottenere il titolo di “explorer of the Year 2021” da parte della World Energy Capital Assembly.

- ▶ L'esplorazione conferma il proprio track-record con la scoperta di Baleine nel blocco CI-101 operato, nell'offshore della Costa d'Avorio, che ha identificato un accumulo stimato di circa 2 miliardi di barili di olio in posto e 2,4 trilioni di piedi cubi (TCF) di gas associato. La FID per la Fase 1 del progetto di sviluppo è stata raggiunta solo dopo cinque mesi dalla scoperta. In particolare, è stato definito con le autorità del Paese il piano di sviluppo della scoperta di Baleine in modalità fast-track e per fasi con avvio in early production nel primo semestre 2023 e successivo ramp-up. Il progetto sarà il primo sviluppo a net-zero emission (Scope 1 e 2) del continente africano. La carbon neutrality sarà raggiunta utilizzando una combinazione di leve di compensazione delle emissioni tramite progetti di distribuzione di Improved Cookstoves (Sviluppo Sostenibile) e di conservazione delle foreste (REDD+). La scoperta di Baleine conferma l'impegno Eni di generare valore riducendo al contempo l'impronta di carbonio e l'attenzione a migliorare il time-to-market delle scoperte esplorative.
- ▶ Importanti risultati sono stati raggiunti con scoperte near-field in Angola, dove la scoperta a olio di Cuica-1 consentirà di allungare la vita utile della FPSO che opera il blocco, in Ghana, con la scoperta a olio di Eban nel blocco operato CTP 4 in prossimità dell'hub produttivo Sankofa, e in Messico, con la scoperta a olio nel prospetto esplorativo Sayulita che fa seguito a quella di Saasken nel 2020. Altri successi esplorativi sono stati conseguiti in Egitto, Indonesia, Norvegia e Regno Unito.
- ▶ Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato con circa 15.800 chilometri quadrati di nuovi permessi in Angola, Costa d'Avorio, Egitto, Emirati Arabi Uniti, Norvegia, Regno Unito e Vietnam.
- ▶ I costi di ricerca esplorativa sostenuti nel 2021 sono pari a €558 milioni (€510 milioni nel 2020) ed includono le radiazioni di pozzi di insuccesso pari a €364 milioni (€314 milioni nel 2020) relativi anche alla radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo. In particolare nell'ambito dell'attività esplorativa e di appraisal sono state rilevate radiazioni per €331 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 Gabon, Montenegro, Myanmar, Bahrain, Egitto e Angola. Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €35 milioni sono riferite a titoli minerari esplorativi principalmente per abbandono delle iniziative sottostanti per fattori geopolitici e ambientali. A fine esercizio risultano 100 pozzi in progress (52,4 in quota Eni).

Sviluppo

- ▶ Conseguito lo start-up produttivo dei progetti:
 - in Indonesia, nel blocco operato East Sepinggan (Eni 65%), nelle acque profonde del Kalimantan Orientale, con l'avvio del progetto gas di Merakes;
 - in Angola, con “tie-in” delle scoperte satelliti Cuica e Cabaca North nel Blocco offshore 15/06 operato, in sinergia con le FPSO presenti nell'area;
 - nell'onshore dell'Emirato di Sharjah, con il progetto a gas e condensati di Mahani nella Concessione Area B (Eni 50%). Lo start-up è stato raggiunto in meno di 2 anni dalla firma del contratto petrolifero ed entro un anno dalla dichiarazione di scoperta.
- ▶ In Angola firmato l'accordo con BP per la costituzione della joint venture paritetica Azure Energy una business combination dei rispettivi portafogli upstream che permetterà di accelerare lo sviluppo degli asset nel Paese.
- ▶ Eni e il fondo di private equity HitecVision, azionisti di Vår Energi, hanno completato l'iter di quotazione della venture presso la borsa norvegese con il collocamento di un interest di circa l'11,2%.
- ▶ Gli investimenti di sviluppo sono pari a €3,4 miliardi, realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Angola, Stati Uniti, Messico, Emirati Arabi Uniti, Indonesia ed Iraq.
- ▶ Eni prosegue il suo impegno in iniziative e programmi per la promozione dello sviluppo locale attraverso un approccio distintivo che si basa inoltre su collaborazioni con altri attori riconosciuti a livello internazionale anche con partnership pubblico-private. In particolare, nel gennaio 2022 è stato firmato un accordo con l'Organizzazione delle Nazioni Unite per l'Educazione, la Scienza e la Cultura (UNESCO) in Messico per identificare iniziative congiunte che contribuiscano allo sviluppo sostenibile dell'economia locale; in più nel febbraio 2022 in collaborazione con l'Unione Europea e l'UNICEF, ha avviato un

progetto in partnership con il Governatorato di Bassora in Iraq, volto a migliorare la qualità dell'acqua. Inoltre, continuano le iniziative in Angola con Halo Trust, per lo sminamento dei terreni nella provincia di Benguela, e il programma con la FAO per promuovere l'accesso dell'acqua in Nigeria.

- ▶ Nel 2021 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di €65 milioni (€59 milioni nel 2020); depositate 6 domande di brevetto.

RISERVE

GENERALITÀ

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

GOVERNANCE DELLE RISERVE

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve ha il compito di: (i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; e (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore¹; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti. Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi e di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio 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

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

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 frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria per l'Ambiente e il Territorio, indirizzo Georisorse, nel 2000 e possiede un'esperienza di oltre 20 anni nel settore petrolifero e nella valutazione delle riserve. Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

VALUTAZIONE INDIPENDENTE DELLE RISERVE

Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione² indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze dell'attività indipendente condotta nel 2021³ da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Société Generale de Surveillance hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2021 sono state oggetto di valutazione indipendente riserve certe per circa il 27% delle riserve Eni al 31 dicembre 2021⁴. Nel triennio 2019-2021 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 93%⁵ del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2021 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Belayim in Egitto e i campi dell'Area 1 in Messico.

EVOLUZIONE

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

	(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2020		5.984	921	6.905
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito (escluso l'effetto prezzo)		68	76	144
Effetto prezzo		48	148	196
Promozioni nette		116	224	340
Portfolio		(3)		(3)
Produzione		(526)	(88)	(614)
Riserve certe al 31 dicembre 2021		5.571	1.057	6.628
Tasso di rimpiazzo all sources	(%)			55

(2) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, anche la società Ryder Scott. Nel 2018 e 2021 ha fornito una certificazione indipendente anche la Société Generale de Surveillance.

(3) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione Finanziaria Annuale 2021.

(4) Includo le riserve delle società in joint venture e collegate.

(5) La percentuale sale al 94% considerando le riserve del progetto A-LNG (Eni 13,6%) certificate nel 2020 da Gaffney Cline per conto degli shareholders del consorzio che opera il progetto.

RISERVE CERTE DI PETROLIO E GAS NATURALE

	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
	2021			2020			2019		
Società consolidate									
Italia	197	25.994	369	178	9.862	243	194	21.298	333
<i>Sviluppate</i>	146	20.635	283	146	7.934	199	137	18.592	258
<i>Non sviluppate</i>	51	5.359	86	32	1.928	44	57	2.706	75
Resto d'Europa	34	7.005	81	34	5.882	73	41	7.398	89
<i>Sviluppate</i>	34	6.849	80	31	5.489	68	37	6.840	82
<i>Non sviluppate</i>		156	1	3	393	5	4	558	7
Africa Settentrionale	393	64.357	820	383	62.336	798	468	77.532	974
<i>Sviluppate</i>	225	22.119	373	243	28.707	434	301	38.927	553
<i>Non sviluppate</i>	168	42.238	447	140	33.629	364	167	38.605	421
Egitto	210	117.547	992	227	132.859	1.110	264	146.993	1.225
<i>Sviluppate</i>	164	103.519	852	172	127.730	1.022	149	135.274	1033
<i>Non sviluppate</i>	46	14.028	140	55	5.129	88	115	11.719	192
Africa Sub-Sahariana	589	83.628	1.145	624	109.397	1.352	694	116.195	1.453
<i>Sviluppate</i>	435	49.801	766	469	49.581	799	519	52.609	863
<i>Non sviluppate</i>	154	33.827	379	155	59.816	553	175	63.586	590
Kazakhstan	710	48.296	1.032	805	56.725	1.182	746	55.747	1.108
<i>Sviluppate</i>	641	48.287	963	716	56.725	1093	682	55.743	1046
<i>Non sviluppate</i>	69	9	69	89		89	64	4	62
Resto dell'Asia	476	43.101	762	579	44.992	879	491	38.203	742
<i>Sviluppate</i>	262	27.501	445	297	19.094	424	245	19.403	372
<i>Non sviluppate</i>	214	15.600	317	282	25.898	455	246	18.800	370
America	237	7.753	288	224	4.961	256	225	6.785	268
<i>Sviluppate</i>	164	5.936	203	143	3.075	162	148	5.282	182
<i>Non sviluppate</i>	73	1.817	85	81	1.886	94	77	1.503	86
Australia e Oceania	1	12.103	82	1	13.420	91	1	14.350	95
<i>Sviluppate</i>	1	7.525	51	1	8.927	60	1	9.118	61
<i>Non sviluppate</i>		4.578	31		4.493	31		5.232	34
Totale società consolidate	2.847	409.784	5.571	3.055	440.434	5.984	3.124	484.501	6.287
<i>Sviluppate</i>	2.072	292.172	4.016	2.218	307.262	4.261	2.219	341.788	4.450
<i>Non sviluppate</i>	775	117.612	1.555	837	133.172	1.723	905	142.713	1.837
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa	378	18.533	502	400	14.448	496	424	21.869	567
<i>Sviluppate</i>	175	12.959	261	176	11.756	254	219	16.914	330
<i>Non sviluppate</i>	203	5.574	241	224	2.692	242	205	4.955	237
Africa Settentrionale	9	271	10	12	379	14	12	388	16
<i>Sviluppate</i>	9	271	10	12	379	14	12	388	16
<i>Non sviluppate</i>									
Africa Sub-Sahariana	21	36.374	263	18	10.331	87	10	8.155	63
<i>Sviluppate</i>	9	4.678	39	15	4.830	47	7	2.520	23
<i>Non sviluppate</i>	12	31.696	224	3	5.501	40	3	5.635	40
America	6	41.348	282	30	44.149	324	31	46.661	335
<i>Sviluppate</i>	6	41.348	282	30	44.149	324	31	46.661	335
<i>Non sviluppate</i>									
Totale società in joint venture e collegate	414	96.526	1.057	460	69.307	921	477	77.073	981
<i>Sviluppate</i>	199	59.256	592	233	61.114	639	269	66.483	704
<i>Non sviluppate</i>	215	37.270	465	227	8.193	282	208	10.590	277
Totale riserve certe	3.261	506.310	6.628	3.515	509.741	6.905	3.601	561.574	7.268
<i>Sviluppate</i>	2.271	351.428	4.608	2.451	368.376	4.900	2.488	408.271	5.154
<i>Non sviluppate</i>	990	154.882	2.020	1.064	141.365	2.005	1.113	153.303	2.114

Le riserve certe al 31 dicembre 2021 sono pari a 6.628 milioni di boe, di cui 5.571 milioni di boe relative alle società consolidate. Le promozioni nette di 340 milioni di boe sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime per 258 milioni di boe riferite principalmente ai campi E Structure in Libia, Val d'Agri in Italia, Karachaganak in Kazakhstan e Zubair in Iraq. Le revisioni di precedente stime includono l'effetto prezzo positivo di 196 milioni di boe, principalmente dovuto alla variazione del marker Brent di riferimento, passato da 41 \$/barile nel 2020 a 69 \$/barile nel 2021 con conseguente recupero delle riserve non economiche allo scenario 2020 i cui effetti sono stati parzialmente compensati da entitlements complessivamente negativi nei contratti di PSA; (ii) nuove scoperte ed estensioni per 70 milioni di boe a seguito principalmente alla decisione finale di investimento nel progetto New Gas Consortium e nei progetti Cuica e Ndungu del Blocco operato 15/06 in Angola; nel progetto Tommeliten Alpha Development nella PL044 e altri asset minori in Norvegia; nonché nei progetti BKNEP, Zas e Ret nel Berkine Nord in Algeria; e (iii) miglioramenti da recupero assistito di 12 milioni di boe riferiti essenzialmente al progetto Ooguruk negli Stati Uniti.

Le operazioni di portafoglio si riferiscono alla cessione del blocco OML 17 in Nigeria e alle acquisizioni nei campi Lucius negli Stati Uniti e Conwy nel Regno Unito.

Il tasso di rimpiazzo organico⁶ e all sources delle riserve certe si attesta al 55%. La vita utile residua delle riserve è pari a 10,8 anni (10,9 anni nel 2020).

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

RISERVE CERTE NON SVILUPPATE

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2021 ammontano a 2.020 milioni di boe, di cui 990 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Asia e 155 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate per 775 milioni di barili di liquidi e 118 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 2020	2.005
Promozioni	(232)
Nuove scoperte ed estensioni	62
Revisioni di precedenti stime	174
Miglioramenti da recupero assistito	11
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2021	2.020

Nel 2021 la conversione a riserve certe sviluppate (-232 milioni di boe) si riferisce principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi in particolare ai giacimenti di Merakes in Indonesia, di Mitzon in Messico nonché al progetto GNL in Nigeria. 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 €4,8 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

(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.

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 0,45 miliardi di boe, in riduzione rispetto al 2020. Tali riserve sono concentrate principalmente: (i) in Iraq (0,10 miliardi di boe) nel giacimento di Zubair dove lo sviluppo delle residue riserve sta proseguendo con la perforazione e messa in produzione di nuovi pozzi attraverso le strutture esistenti già dimensionate in funzione del plateau produttivo atteso di 700 mila boe/giorno; (ii) in alcuni giacimenti a gas in Libia (0,30 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; e (iii) in alcuni giacimenti in Italia (0,05 miliardi di boe) dove lo sviluppo è tuttora in corso.

IMPEGNI CONTRATTUALI DI FORNITURA

Eni, tramite le società consolidate, in joint venture e collegate, vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili. Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 623 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Ghana, Indonesia, Kazakistan, Libia, Nigeria, Norvegia e Venezuela. I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione prevede di coprire circa il 93% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna ad oggi in essere.

PRODUZIONE

La produzione di idrocarburi nel 2021 è stata di 1,682 milioni di boe/giorno, in riduzione del 2,2% a parità di prezzo rispetto al 2020 a seguito delle maggiori manutenzioni in Norvegia, Italia e Regno Unito, la minore attività in Nigeria e il declino dei giacimenti maturi. Tali fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla robusta performance in Egitto e Indonesia grazie ai ramp-up dei flagship project rispettivamente di Zohr e Merakes in un contesto di forte domanda globale per il gas e il GNL e grazie anche al riavvio del terminale di liquefazione di Damietta, nonché per il progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ con il ripristino delle produzioni oggetto di cap, in particolare negli Emirati Arabi Uniti e in Kazakistan.

La produzione di petrolio è stata di 813 mila barili/giorno in riduzione del 4% rispetto al 2020. L'effetto prezzo, la riduzione in Nigeria e il declino di giacimenti maturi sono stati in parte compensati dalla crescita produttiva registrata in Egitto e dal progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ con il ripristino delle produzioni. La produzione di gas naturale è stata di 131 milioni di metri, in riduzione del 2% rispetto al 2020. Il declino dei giacimenti maturi e la minore attività in Nigeria sono stati in parte compensati dal ramp-up delle produzioni di Zohr (Egitto) e Merakes (Indonesia) sostenuto dalla forte domanda a livello globale.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 567 milioni di boe. La differenza di 47 milioni di boe rispetto alla produzione di 614 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di idrocarburi destinati all'autoconsumo (42 milioni di boe), alla variazione delle rimanenze e altri fattori. La produzione venduta di petrolio e condensati (295 milioni di barili) è stata destinata per circa il 63% al business Refining & Marketing. La produzione venduta di gas naturale (41 miliardi di metri cubi) è stata destinata per circa il 16% al settore Global Gas & LNG Portfolio.

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

	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)
	2021			2020			2019		
Società consolidate									
Italia	13	2,6	30	17	3,3	39	19	3,9	45
Resto d'Europa	7	1,2	15	8	1,6	19	8	1,8	20
Regno Unito	7	1,2	15	8	1,6	19	8	1,8	20
Africa Settentrionale	45	7,5	95	41	7,9	93	61	11,9	138
Algeria	20	1,7	31	19	1,6	30	23	1,2	30
Libia	24	5,6	62	21	6,2	61	37	10,6	106
Tunisia	1	0,2	2	1	0,1	2	1	0,1	2
Egitto	30	15,2	131	24	12,5	106	27	15,6	129
Africa Sub-Sahariana	73	5,0	106	80	7,1	127	91	6,4	133
Angola	33	0,5	37	33	0,6	37	37	0,7	42
Congo	16	1,4	25	18	1,4	27	22	1,5	32
Ghana	8	0,9	13	9	0,9	15	9	1,0	15
Nigeria	16	2,2	31	20	4,2	48	23	3,2	44
Kazakhstan	37	2,4	53	40	2,9	60	36	2,8	55
Resto dell'Asia	29	5,3	65	32	4,8	64	32	5,2	66
Cina							1		1
Emirati Arabi Uniti	17	0,2	18	17	0,1	18	18	0,1	19
Indonesia		3,3	23		2,6	17		3,2	21
Iraq	9	0,7	14	11	0,8	17	10	0,8	15
Pakistan		0,6	4		0,8	5		1,1	7
Timor Leste	1	0,4	3	1	0,5	4			
Turkmenistan	2	0,1	3	3		3	3		3
America	19	0,8	25	21	1,0	28	20	0,7	24
Ecuador							2		2
Messico	4	0,2	6	4	0,1	5	1		1
Stati Uniti	15	0,6	19	17	0,9	23	17	0,7	21
Australia e Oceania	0	0,9	6	0	0,9	6	1	1,4	10
Australia		0,9	6		0,9	6	1	1,4	10
	253	40,9	526	263	42,0	542	295	49,7	620
Società in joint venture e collegate									
Angola	1	0,9	7	1	1,0	8	2	1,0	8
Norvegia	41	3,4	63	42	3,8	68	27	1,9	40
Tunisia	1		1	1		1	1		1
Venezuela	1	2,5	17	1	2,2	15	1	2,0	14
	44	6,8	88	45	7,0	92	31	4,9	63
Totale	297	47,7	614	308	49,0	634	326	54,6	683

(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 (42, 45 e 45 milioni di boe, rispettivamente nel 2021, 2020 e 2019).

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

	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
Società consolidate	2021			2020			2019		
Italia	36	7,1	83	47	9,0	107	53	10,7	123
Resto d'Europa	19	3,4	41	23	4,5	52	23	4,9	55
Regno Unito	19	3,4	41	23	4,5	52	23	4,9	55
Africa Settentrionale	124	20,4	259	112	21,4	255	166	32,5	379
Algeria	54	4,7	85	53	4,3	81	62	3,2	83
Libia	67	15,3	168	56	16,8	168	101	29,0	291
Tunisia	3	0,4	6	3	0,3	6	3	0,3	5
Egitto	82	41,8	360	64	34,1	291	75	42,7	354
Africa Sub-Sahariana	198	13,9	291	218	19,2	345	249	17,6	363
Angola	91	1,6	101	89	1,6	100	102	1,9	113
Congo	44	3,8	70	49	3,7	73	59	4,2	87
Ghana	20	2,4	36	24	2,5	41	24	2,8	42
Nigeria	43	6,1	84	56	11,4	131	64	8,7	121
Kazakhstan	102	6,6	146	110	8,0	163	100	7,7	150
Resto dell'Asia	80	14,6	177	88	13,2	176	86	14,2	179
Cina	1		1	1		1	1		1
Emirati Arabi Uniti	47	0,4	51	46	0,3	48	49	0,2	51
Indonesia	1	9,1	61	1	7,0	48	2	8,7	59
Iraq	24	2,0	37	31	2,2	45	27	2,2	41
Pakistan		1,7	11		2,2	15		2,9	19
Timor Leste	1	1,2	9	2	1,3	10			
Turkmenistan	6	0,2	7	7	0,2	9	7	0,2	8
America	53	2,0	67	57	2,7	75	55	1,9	68
Ecuador							6		6
Messico	11	0,4	14	12	0,3	14	4	0,1	4
Stati Uniti	42	1,6	53	45	2,4	61	45	1,8	58
Australia e Oceania		2,4	16		2,6	17	2	4,0	28
Australia		2,4	16		2,6	17	2	4,0	28
	694	112,2	1.440	719	114,7	1.481	809	136,2	1.699
Società in joint venture e collegate									
Angola	3	2,4	19	4	2,8	23	4	2,8	23
Norvegia	111	9,1	172	116	10,3	185	74	5,2	108
Tunisia	3	0,1	3	2	0,1	2	3	0,1	3
Venezuela	2	6,8	48	2	6,0	42	3	5,4	38
	119	18,4	242	124	19,2	252	84	13,5	172
Totale	813	130,6	1.682	843	133,9	1.733	893	149,7	1.871

(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 (116, 124 e 124 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2021, 2020 e 2019).

POZZI PRODUTTIVI

Nel 2021 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.100 (2.788,6 in quota Eni). In particolare, i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.649 (2.157,8 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 1.451 (630,8 in quota Eni). Nella tabella seguente è riportato il numero dei pozzi produttivi, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

POZZI PRODUTTIVI^(a)

	(numero)	2021			
		Petrolio		Gas naturale	
		totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia		201,0	155,2	331,0	293,4
Resto d'Europa		655,0	115,2	184,0	48,4
Africa Settentrionale		620,0	262,2	132,0	71,2
Egitto		1.263,0	539,8	134,0	43,5
Africa Sub-Sahariana		2.401,0	506,5	199,0	26,3
Kazakhstan		208,0	56,9	1,0	0,3
Resto dell'Asia		1043,0	388,6	183,0	63,7
America		258,0	133,4	285,0	82,0
Australia e Oceania				2,0	2,0
		6.649,0	2.157,8	1.451,0	630,8

(a) Include 1.198 (315,1 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 2021 sono stati ultimati 31 nuovi pozzi esplorativi (17,4 in quota Eni), a fronte dei 28 nuovi pozzi esplorativi (13,8 in quota Eni) del 2020 e dei 31 nuovi pozzi esplorativi (16,3 in quota Eni) del 2019.

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 54% (49% in quota Eni), a fronte del 28% (30% in quota Eni) del 2020 e del 36% (47% in quota Eni) del 2019.

PERFORAZIONE ESPLORATIVA

	(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
		2021		2020		2019		2021	
		successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia							0,5		
Resto d'Europa		0,1	0,3	0,8	0,4	0,3	1,4	23,0	5,7
Africa Settentrionale				0,5	1,5	0,5		11,0	8,5
Egitto		5,0	5,0	0,7	1,5	4,5	1,5	14,0	10,5
Africa Sub-Sahariana		1,1	0,4	0,1	0,9	0,5	0,9	33,0	19,0
Kazakhstan					1,1				
Resto dell'Asia		0,7	1,0	0,8	0,9		1,7	15,0	6,5
America			0,7		0,6			3,0	1,9
Australia e Oceania							0,5	1,0	0,3
		7,0	7,4	2,9	6,9	5,8	6,5	100,0	52,4

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

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

SVILUPPO

Nel 2021 sono stati ultimati 154 nuovi pozzi di sviluppo (47,7 in quota Eni) a fronte dei 182 nuovi pozzi di sviluppo (57,4 in quota Eni) del 2020 e dei 241 (85,4 in quota Eni) del 2019. È attualmente in corso la perforazione di 80 pozzi di sviluppo (25,3 in quota Eni).

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

PERFORAZIONE DI SVILUPPO

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress	
	2021		2020		2019		2021	
	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	totale	in quota Eni
Italia					3,0			
Resto d'Europa	4,8		2,8		3,3		28,0	5,5
Africa Settentrionale	2,5		4,3		5,0	1,1	1,0	0,5
Egitto	17,0	0,8	23,2		33,5		9,0	3,8
Africa Sub-Sahariana	3,8		1,2		7,0		6,0	1,2
Kazakhstan			0,3		0,9		1,0	0,3
Resto dell'Asia	14,9		23,2	0,4	27,3	2,2	31,0	10,0
America	3,9		2,0		2,1		4,0	4,0
Australia e Oceania								
	46,9	0,8	57,0	0,4	82,1	3,3	80,0	25,3

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

SUPERFICI

Nel 2021 Eni ha condotto operazioni in 42 Paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2021 il portafoglio minerario di Eni consiste in 771 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 335.501 chilometri quadrati in quota Eni (336.449 chilometri quadrati in quota Eni al 31 dicembre 2020), di cui 577 chilometri quadrati relativi ad attività CCUS in Regno Unito. La superficie sviluppata è di 27.697 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 307.804 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2021 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi titoli principalmente in Vietnam, Angola, Norvegia, Costa d'Avorio, Regno Unito, Emirati Arabi Uniti ed Egitto per una superficie di circa 17.100 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Myanmar, Costa d'Avorio, Pakistan, Egitto, Norvegia, Stati Uniti, Italia e Regno Unito per circa 11.500 chilometri quadrati; (iii) dall'incremento di superficie netta, anche per variazioni di quota, in Angola, Timor Leste, Italia e Stati Uniti per complessivi 700 chilometri quadrati; e (iv) dalla riduzione di superficie netta principalmente in Marocco, Kenya, Italia, Emirati Arabi Uniti e Mozambico per complessivi 7.250 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 a Cipro; (ii) Resto dell'Asia, in particolare in Oman, Vietnam, Russia, Emirati Arabi Uniti, Myanmar; (iii) Africa Settentrionale, in particolare in Marocco e Libia; (iv) Africa Sub-Sahariana, in particolare in Kenya, Mozambico e Sud Africa; (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 2020		31 dicembre 2021					
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda sviluppata ^(b)	Sup. lorda non sviluppata ^(b)	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta sviluppata ^{(a)(b)}	Sup. netta non sviluppata ^(a)	Totale Sup. netta ^(a)
EUROPA	39.841	308	14.224	65.679	79.903	8.246	31.612	39.858
Italia	13.632	123	8.087	6.810	14.897	6.786	5.332	12.118
Resto d'Europa	26.209	185	6.137	58.869	65.006	1.460	26.280	27.740
Albania	587	1		587	587		587	587
Cipro	13.988	7		25.474	25.474		13.988	13.988
Groenlandia	1.909	2		4.890	4.890		1.909	1.909
Montenegro	614	1		1.228	1.228		614	614
Norvegia	6.253	138	5.218	22.709	27.927	836	6.436	7.272
Regno Unito	975	34	919	1.280	2.199	624	863	1.487
Altri Paesi	1.883	2		2.701	2.701		1.883	1.883
AFRICA	129.167	277	48.879	233.042	281.921	12.896	115.290	128.186
Africa Settentrionale	31.033	75	12.068	48.201	60.269	5.292	22.483	27.775
Algeria	4.732	51	6.809	3.982	10.791	2.851	1.914	4.765
Libia	13.294	11	1.963	24.673	26.636	958	12.336	13.294
Marocco	10.755	1		16.730	16.730		7.529	7.529
Tunisia	2.252	12	3.296	2.816	6.112	1.483	704	2.187
Egitto	7.384	56	4.983	13.729	18.712	1.782	4.994	6.776
Africa Sub-Sahariana	90.750	146	31.828	171.112	202.940	5.822	87.813	93.635
Angola	5.639	66	10.680	22.749	33.429	2.010	8.800	10.810
Congo	1.306	21	1.164	1.320	2.484	678	628	1.306
Costa d'Avorio	3.372	5		3.840	3.840		3.385	3.385
Gabon	2.931	3		2.931	2.931		2.931	2.931
Ghana	495	3	226	930	1.156	100	395	495
Kenya	43.948	6		50.677	50.677		41.892	41.892
Mozambico	4.349	10		24.782	24.782		4.171	4.171
Nigeria	6.439	31	19.758	8.206	27.964	3.034	3.340	6.374
Sud Africa	22.271	1		55.677	55.677		22.271	22.271
ASIA	154.845	70	15.943	267.694	283.637	4.964	150.518	155.482
Kazakhstan	1.947	7	2.391	3.853	6.244	442	1.505	1.947
Resto dell'Asia	152.898	63	13.552	263.841	277.393	4.522	149.013	153.535
Bahrain	2.858	1		2.858	2.858		2.858	2.858
Cina	11	3	62		62	10		10
Emirati Arabi Uniti	18.680	12	3.017	29.603	32.620	251	18.520	18.771
Indonesia	14.184	13	4.778	16.499	21.277	2.441	11.743	14.184
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Libano	1.461	2		3.653	3.653		1.461	1.461
Myanmar	10.015	2		7.192	7.192		4.113	4.113
Oman	58.955	3		102.016	102.016		58.955	58.955
Pakistan	2.313	13	4.009		4.009	1.072		1.072
Russia	17.975	2		53.930	53.930		17.975	17.975
Timor Leste	1.620	4	412	2.200	2.612	122	1.806	1.928
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	20.956	5		31.290	31.290		28.338	28.338
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	9.719	112	2.217	14.813	17.030	1.003	8.267	9.270
Messico	3.106	10	14	5.455	5.469	14	3.092	3.106
Stati Uniti	1.198	90	942	520	1.462	492	259	751
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	4.349	6		7.295	7.295		4.347	4.347
AUSTRALIA E OCEANIA	2.877	4	728	2.608	3.336	588	2.117	2.705
Australia	2.877	4	728	2.608	3.336	588	2.117	2.705
Totale	336.449	771	81.991	583.836	665.827	27.697	307.804	335.501

(a) Chilometri quadrati.

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

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

ITALIA		(1926)	Operati	Mare Adriatico e Ionio	Barbara (100%), Annamaria (100%), Clara NW (51%), Hera Lacinia (100%) e Bonaccia (100%)
				Basilicata	Val d'Agri (61%)
				Sicilia	Gela (100%), Tresauro (45%), Giaurone (100%), Fiumetto (100%), Prezioso (100%) e Bronte (100%)
RESTO D'EUROPA	Norvegia^(a)	(1965)	Operati	Goliat (45,40%), Marulk (13,97%), Balder & Ringhorne (62,87%) e Ringhorne East (48,88%)	
			Non operati	Åsgard (15,41%), Mikkel (33,79%), Great Ekofisk Area (8,65%), Snorre (12,96%), Ormen Lange (4,43%), Statfjord Unit (14,92%), Statfjord Satellites East (10,16%), Statfjord Satellites North (17,46%), Statfjord Satellites Sygna (14,67%), Grane (19,78%)	
	Regno Unito	(1964)	Operati	Liverpool Bay (100%) e Hewett Area (89,3%)	
			Non operati	Elgin/Franklin (21,87%), Glenelg (8%), J Block (33%), Jasmine (33%) e Jade (7%)	
AFRICA SETTENTRIONALE	Algeria^(b)	(1981)	Operati	Sif Fatima II (49%), Zemlet El Arbi (49%), Ourhoud II (49%), Blocchi 403a/d (da 65% a 100%), Blocco ROM Nord (35%), Blocchi 401a/402a (55%), Blocco 403 (50%) e Blocco 405b (75%)	
			Non operati	Blocco 404 (12,25%) e Blocco 208 (12,25%)	
	Libia^(b)	(1959)	Non operati	Aree contrattuali onshore	Area A (ex concessione 82 - 50%), Area B (ex concessione 100/ Bu-Attifel e Blocco NC 125 - 50%), Area E (El-Feel - 33,3% ed Area D (Blocco NC 169 - 50%)
				Aree contrattuali offshore	Area C (Bouri - 50%) ed Area D (Block NC 41 - 50%)
	Tunisia	(1961)	Operati	Maamoura (49%), Baraka (49%), Adam (25%), Oued Zar (50%), Djebel Grouz (50%), MLD (50%) ed El Borma (50%)	
EGITTO^{(b)(c)}		(1954)	Operati	Shorouk (Zohr - 50%), Nile Delta (Abu Madi West/Nidoco - 75%), Sinai (Belayim Land, Belayim Marine e Abu Rudeis - 100%), Meleiha (76%), North Port Said (Port Fouad - 100%), Temsah (Tuna, Temsah e Denise - 50%), Southwest Meleiha (100%), South West Meleiha (100%), Ras Qattara (El Faras e Zarif - 75%), West Abu Gharadig (Raml - 45%) e West Razzak (100%)	
			Non operati	Ras el Barr (Ha'py e Seth - 50%) e South Ghara (25%)	
AFRICA SUB-SAHARIANA	Angola	(1980)	Operati	Blocco 15/06 (36,84%)	
			Non operati	Blocco 0 (9,8%), le Development Area nel Blocco 3 e 3/05-A (12%), le Development Area nel Blocco 14 (Eni 20%), la Development Area Lianzi nel Blocco 14K/A IMI (10%) e le Development Area del Blocco 15 (18%)	
	Congo	(1968)	Operati	Néné-Banga Marine e Litchendjili (Blocco Marine XII, 65%), Zatchi (55,25%), Loango (42,5%), Ikalou (85%), Djambala (50%), Foukanda (58%), Mwafi (58%), Kitina (52%), Awa Paloukou (90%), M'Boundi (83%) e Kouakouala (75%)	
			Non operati	Yanga Sendji (29,75%) e Likouala (35%)	
	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 ^(d)	OML 118 (12,5%)	
KAZAKHSTAN^(b)		(1992)	Operati ^(e)	Karachaganak (29,25%)	
			Non operati	Kashagan (16,81%)	
RESTO DELL'ASIA	Emirati Arabi Uniti	(2018)	Non operati	Lower Zakum (5%), Umm Shaif e Nasr (10%) e Area B - Sharjah (50%)	
	Indonesia	(2001)	Operati	Jangkrik (55%) e Merakes (65%)	
	Iraq	(2009)	Non operati ^(f)	Zubair (41,56%)	
	Pakistan	(2000)	Operati	Bhit/Bhadra (40%) e Kadanwari (18,42%)	
			Non operati	Latif (33,3%), Zamzama (17,75%) e Sawan (23,7%)	
	Turkmenistan	(2008)	Operati	Burun (90%)	
AMERICA	Messico	(2019)	Operati	Area 1 (100%)	
	Stati Uniti	(1968)	Operati	Golfo del Messico	Allegheny (100%), Appaloosa (100%), Pegasus (85%), Longhorn (75%), Devils Towers (75%) e Triton (75%)
				Alaska	Nikaitchuq (100%) e Oooguruk (100%)
			Non operati	Golfo del Messico	Europa (32%), Medusa (25%), Lucius (11,1%), K2 (13,4%), Fronrunner (37,5%) e Heidelberg (12,5%)
				Texas	Alliance area (27,5%)
	Venezuela	(1998)	Non operati	Perla (50%), Corocoro (26%) e Junin 5 (40%)	

(a) Asset detenuti tramite Vår Energi, joint venture valutata all'equity (quota Eni 69,85%). Al completamento dell'iter di quotazione della venture avvenuto il 16 febbraio 2022, la quota Eni nella società è pari a 64,255%.

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

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

(d) 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.

(e) Eni e Shell sono co-operatori.

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

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E DI SVILUPPO

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

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

Contratti di concessione. Eni opera in regime di concessione principalmente nei Paesi occidentali. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, la Società ha un diritto esclusivo sulle attività di esplorazione, sviluppo e produzione, sostiene i rischi e i costi connessi all'attività e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, la Società corrisponde delle royalties (pagamenti, anche in natura, corrispondenti ai diritti di estrazione degli idrocarburi, tipicamente determinati come una percentuale stabilita del fatturato o della produzione al netto delle deduzioni applicabili) e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. La durata o la possibilità di rinnovo dei contratti di concessione variano a seconda dell'area o del Paese, ad eccezione di quanto stabilito negli Stati Uniti dove tali contratti rimangono in vigore fino alla cessazione della produzione. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza.

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

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

ITALIA

In linea con la strategia di decarbonizzazione Eni, è stato avviato un programma per la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ (Carbon Capture and Storage - CCS) nei giacimenti esausti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di 500 milioni di tonnellate di stoccaggio. Il programma prevede la realizzazione di un progetto pilota, con avvio delle attività previste entro il 2023, a seguito di tutte le autorizzazioni necessarie. Lo sviluppo su scala industriale è previsto in una successiva fase. Le attività in programma, oltre ad avere un impatto positivo sul piano tecnologico e delle competenze, prevedono costi di sviluppo ridotti facendo leva sul riutilizzo delle facility offshore dei giacimenti esausti.

Negli asset a gas dell'offshore Adriatico le attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nei campi Annalisa (Eni 100%) e Calipso (Eni 51%); e (ii) la razionalizza-

zione impiantistica degli asset. Nell'ambito del programma di decommissioning delle facility offshore dei giacimenti esauriti, le attività sono proseguite nel rispetto del Decreto Ministeriale del 15 febbraio 2019 "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione in mare e delle infrastrutture connesse". La dismissione di 6 piattaforme è in corso di autorizzazione ministeriale. Relativamente alle iniziative di economia circolare è stato avviato un progetto in collaborazione con enti di ricerca nazionali per la riqualificazione degli asset in fase di dismissione. Il progetto ha individuato una piattaforma offshore per l'avvio delle attività di riconversione per realizzare un parco scientifico marino. Nel 2021 è stato siglato il IX Accordo di collaborazione con il Comune di Ravenna, che prevede iniziative nell'ambito: (i) ambientale, attraverso studi e programmi di monitoraggio e di salvaguardia dell'area costiera e tutela del territorio; (ii) interventi di efficientamento energetico; (iii) formazione professionale, sostegno all'economia locale e valorizzazione delle attività del territorio; e (iv) in collaborazione con diversi stakeholder locali, progetti socio-culturali e programmi di educazione ambientale e sviluppo sostenibile.

Nel corso del 2021 è avvenuta la fermata generale dell'impianto produttivo della concessione Val d'Agri per eseguire le attività di manutenzione obbligatoria decennale, con il coinvolgimento di tutti gli stakeholder locali e nel pieno rispetto delle normative e delle tematiche di salute, sicurezza e tutela ambientale. Le attività hanno riguardato ispezioni e manutenzioni nonché interventi relativi al miglioramento e all'upgrading degli impianti produttivi. Sono proseguite le attività del progetto Energy Valley nelle aree adiacenti il Centro Olio di Val d'Agri, che prevede diverse iniziative in ambito della sostenibilità ambientale, innovazione, progetti di riqualificazione e valorizzazione del territorio attraverso il coinvolgimento degli stakeholder locali. In particolare: (i) nell'ambito delle iniziative di riqualificazione agricola, con il progetto "Centro Agricolo di Sperimentazione e Formazione" sono state avviati programmi di agricoltura sostenibile e la realizzazione di infrastrutture in ambito agritech; e (ii) l'avvio di programmi di biomonitoraggio attraverso l'applicazione di tecniche innovative.

Nell'ambito delle partnership strategiche con gli stakeholder, Eni, Shell e la Regione Basilicata hanno siglato un Accordo Preliminare al Nuovo Protocollo d'Intenti Concessione Val d'Agri, in corso di negoziazione, volto a definire i termini principali di un programma di misure di compensazione legate al programma lavori della Concessione a supporto dello sviluppo regionale, anche attraverso linee di azione legate ad attività non-oil ispirate a principi di sostenibilità.

In Sicilia, nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, sono stati avviati i lavori di costruzione dell'impianto di trattamento del gas che sarà estratto dai giacimenti di Argo e Cassiopea (Eni 60%), che avranno una durata di quasi 3 anni con investimenti per oltre €700 milioni. L'avvio della produzione di gas è previsto nella prima metà del 2024. Il progetto, attraverso una significativa minimizzazione dell'impatto ambientale, prevede di raggiungere la carbon neutrality. Nell'ambito delle iniziative a supporto delle comunità locali, è stato ratificato l'accordo quadro definitivo con la Fondazione Banco Alimentare Onlus, Banco Alimentare della Sicilia Onlus e il Comune di Gela per creare un centro di stoccaggio e distribuzione di derrate alimentari destinate alle comunità disagiate.

RESTO D'EUROPA

Norvegia Eni e il fondo di private equity HitecVision, azionisti di Vår Energi, hanno completato l'iter di quotazione della venture presso la borsa norvegese con il collocamento di un interest di circa l'11,2%.

Nel settembre 2021 è stato firmato un Cooperation Agreement con altri operatori oil & gas dell'area per valutare la fattibilità del Barents Blu-Ammonia Project. Il progetto prevede la valorizzazione del gas del campo di Goliat attraverso la produzione e commercializzazione di ammoniaca blu. La CO₂ catturata nel processo di produzione sarà trasportata e stoccata in un giacimento offshore in via di esaurimento.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte a olio di: (i) Isflak nella licenza PL 532 (Eni 21%) nel Mare di Barents. La nuova scoperta sarà collegata all'hub di produzione di Johan Castberg (Eni 20,96%), in corso di sviluppo; (ii) Blasto nella licenza PL 090/090I (Eni 17%), situata nella parte settentrionale del Mare del Nord, in prossimità delle facility produttive del progetto Fram (Eni 17,46%); (iii) Garantiana West nella licenza PL554 (Eni 21%) nel Mare del Nord. Le attività prevedono lo sviluppo congiunto con il campo di Garantiana attraverso un collegamento alle vicine infrastrutture del campo di Snorre (Eni 12,99%); (iv) King and Prince in PL027 (Eni 62,86%) adiacente al campo Balder (Eni 62,87%); (v) Tyrihans North Ile in PL073 (Eni 8,4%) nel Mare del Nord; e (vi) a olio e gas di Rodhette in PL901 (Eni 34,9%) nel Mare di Barents, a nord del campo di Goliat (Eni 45,4%).

Le recenti scoperte esplorative confermano il successo della strategia esplorativa "ILX" ("Infrastructure Led Exploration") mirata alla commercializzazione di riserve addizionali ad elevato valore e con rapido time-to-market.

Il portafoglio titoli è stato rinnovato attraverso l'acquisizione: (i) nel corso del 2021 di 13 licenze esplorative, di cui 8 operate, principalmente nel Mare del Nord e Mare di Barents; (ii) nel gennaio 2022 di 5 licenze esplorative come operatore e di 5 licenze in qualità di partner. Le licenze sono distribuite su tutti e tre i principali bacini minerari della piattaforma continentale norvegese.

Le nuove licenze acquisite si trovano sia in prossimità di aree già in produzione o in corso di sviluppo sia in aree ad alto potenziale esplorativo.

Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto sanzionato di Johan Castberg con start-up previsto nel 2024; (ii) il progetto sanzionato di Balder X (Eni 62,87%, operatore) nella licenza PL 001, nel Mare del Nord. Il progetto include la perforazione di pozzi addizionali avviati in produzione attraverso la ricollocazione di una FPSO. L'avvio produttivo è atteso nel 2023; (iii) il progetto sanzionato Bredablikk con start-up produttivo nel 2024. Le attività prevedono la perforazione di pozzi produttivi che saranno collegati alle facility di trattamento esistenti nell'area. Lo sviluppo del progetto farà leva sulle tecnologie ad elevata efficienza energetica ed operativa in grado di ridurre le emissioni dirette del progetto; e (iv) il raggiungimento della decisione finale d'investimento del progetto a gas e condensati Tommeliten Alpha Development nella PL044 (Eni 6,38%), nel Mare del Nord norvegese.

Regno Unito Nel gennaio 2021 è stato acquisito l'operatorship con una quota del 100% della licenza esplorativa P2511 nel Mare del Nord. Successivamente è stata finalizzata un'operazione di farm-out del 50%.

Nel luglio 2021 Eni ha acquisito il campo in produzione di Conwy (Eni 100%) nell'area di Liverpool Bay, in prossimità di facility esistenti. L'operazione oltre ad incrementare il livello produttivo nel Paese facendo leva sulle sinergie operative, rientrerà nel prossimo futuro negli asset destinati durante la fase di abbandono a possibili transizioni verso progetti di stoccaggio di CO₂.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con i pozzi Talbot Appraisal (Eni 33%) e Jade South (Eni 7%). Lo sviluppo delle scoperte farà leva sulle facility produttive presenti nell'area.

Nell'ambito del progetto integrato HyNet North West, dove Eni è impegnata in un consorzio con industrie locali per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio della CO₂ emessa dalle stesse e da un futuro impianto di produzione di idrogeno a basse emissioni di carbonio: (i) nel marzo 2021, il progetto ha ricevuto un finanziamento di £33 milioni erogati dall'Ente nazionale inglese UK Research and Innovation (UKRI) attraverso il fondo Industrial Decarbonisation Challenge (IDC), di cui £21 milioni per coprire il 50% degli studi di ingegneria per la fase di trasporto e stoccaggio; (ii) nel maggio 2021, Eni e Progressive Energy Limited hanno siglato un accordo quadro per accelerare ulteriormente lo sviluppo del progetto. In base all'accordo, Eni svilupperà e gestirà il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ sia onshore che offshore nei propri giacimenti di gas esausti della baia di Liverpool, mentre Progressive Energy guiderà e coordinerà gli aspetti di cattura e produzione di idrogeno del progetto per conto di HyNet North West, collegando così le fonti di emissioni di CO₂ alle infrastrutture di trasporto e stoccaggio di Eni; (iii) nell'ottobre 2021 il progetto, è stato selezionato dalle autorità britanniche tra i due progetti prioritari CCS nel Paese che per primi potranno ricevere supporto governativo; (iv) sono stati firmati 19 Memorandum of Understanding con le industrie locali ("Emitters") per assicurare il profilo di stoccaggio di CO₂ del progetto.

Lo start-up del progetto HyNet North West è previsto a fine 2025 con una fase iniziale di stoccaggio pari a 4,5 milioni di tonnellate/anno che in una fase successiva a partire dal 2030 sarà incrementata fino a raggiungere 10 milioni di tonnellate/anno.

Il progetto HyNet North West contribuirà a raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione definiti dal governo del Regno Unito al 2030; nonché parteciperà anche alla produzione dell'80% del target di 5 GW di idrogeno low carbon annunciato dal Paese sempre al 2030 per un'ulteriore decarbonizzazione dei trasporti, dell'industria e delle utenze anche domestiche dell'intera area.

Inoltre, nel novembre 2021, Eni ha presentato all'Autorità inglese per le attività petrolifere nel Paese (Oil & Gas Authority - OGA) una richiesta per l'ottenimento di una nuova licenza per la possibile realizzazione di un progetto di stoccaggio di CO₂ nei giacimenti offshore esausti di Eni nella licenza di Hewett, dove la produzione è terminata nel 2020, per lo sviluppo futuro dell'area di Bacton come hub per la produzione di idrogeno.

In linea con una razionalizzazione del portafoglio progetti di CCS nel Regno Unito e con l'obiettivo di valorizzare asset upstream operati, nel 2021 Eni ha annunciato l'uscita dai progetti Net Zero Teesside (Eni 20%) e North Endurance Partnership (Eni 16,7%) in corso di sviluppo con altri partner del settore Oil & Gas.

Le altre attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato: (i) programma di ottimizzazione della produzione, attività manutentive e di asset integrity nel campo operato di Liverpool Bay (Eni 100%); (ii) la perforazione di pozzi di infilling e attività manutentive nei campi di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) e J-Area (Eni 33%); e (iii) le attività di abbandono a progetto nella Hewett Area.

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria Nel marzo 2022 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta ad olio e gas associato di HDLE nella concessione Zemlet el Arbi (Eni 49%), nell'area del Berkine Nord.

Nel corso del 2021 Eni e Sonatrach hanno firmato diversi accordi negli ambiti dell'esplorazione e produzione, ricerca e sviluppo e decarbonizzazione. In particolare: (i) rilancio delle attività di esplorazione e sviluppo nella regione del bacino del Berkine, anche attraverso la realizzazione di un hub di sviluppo del gas e del petrolio in sinergia con le installazioni esistenti di MLE-CAFC. Inoltre nel dicembre 2021 è stato firmato un nuovo contratto petrolifero di PSA relativo alla parte meridionale dell'area del Berkine (Eni 75%), in prossimità di asset produttivi operati; (ii) è stato firmato un Memorandum d'Intesa per lo sviluppo di iniziative congiunte nel settore delle nuove tecnologie, delle energie rinnovabili, dell'idrogeno, della cattura, utilizzo e stoccaggio della CO₂, della bioraffinazione, e di molteplici altre iniziative in linea con l'impegno di Eni verso il raggiungimento della neutralità carbonica entro il 2050.

Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) il programma di sviluppo dell'area del Berkine Nord (Eni 49%) con la perforazione e l'allacciamento di un pozzo produttore a gas e di tre pozzi produttori a olio, nonché un programma di workover; (ii) interventi di ottimizzazione della produzione dei campi di Zea nel Blocco 403 a/d (Eni dal 65% al 100%, operatore) e di BRN/BRW nel Blocco 403 (Eni 50%, operatore) nonché nel Blocco 405b (Eni 75%, operatore) e nel Blocco 404 (Eni 12,25%); e (iii) attività manutentive nel Blocco 208 (Eni 12,5%).

EGITTO

Nel gennaio 2022, Eni si è aggiudicata cinque nuove licenze esplorative, quattro delle quali operate, nell'offshore e onshore egiziano, a seguito della positiva partecipazione al bando Egypt International Bid Round for Petroleum Exploration and Exploitation 2021. Le licenze sono distribuite nei bacini di maggior interesse per Eni: Mediterraneo Orientale, Deserto Occidentale e Golfo di Suez, per una superficie totale di circa 8.410 chilometri quadrati.

Nel giugno 2021, è stato firmato con l'Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) e Lukoil un accordo per l'unione e l'estensione al 2036, con la possibilità di ulteriore prolungamento al 2041, delle concessioni delle aree contrattuali di Meleiha e Meleiha Deep. L'accordo permetterà di valorizzare, attraverso condizioni contrattuali migliorative, le considerevoli risorse dell'area, aggiungendo nuovo potenziale esplorativo. Inoltre, la costruzione di un nuovo impianto di trattamento del gas, che sarà connesso alle facility produttive esistenti, offrirà la possibilità di sviluppare ulteriormente le riserve dell'area.

Nel luglio 2021 è stato firmato un accordo con le società di Stato dell'energia, dell'elettricità e del gas per valutare la fattibilità tecnica ed economica della produzione di idrogeno verde e di idrogeno blu in sinergia con lo stoccaggio di CO₂ in giacimenti esausti di gas naturale.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte near-field: (i) nella concessione in produzione del Sinai (Eni 100%, operatore), con il pozzo esplorativo mineralizzato a olio di BLSE 1 e conseguente start-up attraverso il collegamento alle facility produttive esistenti; e (ii) nelle concessioni in produzioni del Deserto Occidentale con 8 pozzi esplorativi di successo mineralizzati a olio e gas naturale e già avviati in produzione. 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 corso del 2021 le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento di attività di drilling di sviluppo e conseguente start-up produttivo nelle aree in produzione del Sinai e del Deserto Occidentale nonché programmi di ottimizzazione della produzione attraverso attività di work-over; (ii) un programma di Asset Integrity nella concessione del Sinai con diverse iniziative per migliorare la sicurezza impiantistica e il mantenimento degli standard ambientali; (iii) l'avvio delle attività di studio per la messa in opera di un campo fotovoltaico da 15 MW nell'area del giacimento di Abu Rudeis (Eni 100%, operatore) al fine di abbattere contemporaneamente i costi di energia elettrica dalla rete nazionale e le relative emissioni di CO₂. Lo start-up è previsto entro la fine

del 2022; (iv) un programma di drilling di sviluppo nella concessione di Baltim (Eni 50%, operatore); e (v) il progetto Meleiha Phase 2, con il proseguimento delle attività necessarie nell'ambito della fase di pre-FID.

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

Al 31 dicembre 2021 i costi di sviluppo capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto Zohr ammontano a \$5,6 miliardi pari a €5 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2021. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €93 milioni. Al 31 dicembre 2021 le riserve certe del giacimento Zohr di competenza Eni sono pari a 706 milioni di boe.

Nell'ambito delle iniziative di social responsibility proseguono i programmi definiti dal Memorandum of Understanding firmato nel 2017. L'accordo, che affianca le attività di sviluppo del progetto Zohr, definisce due diversi programmi di intervento da realizzarsi entro il 2024. Il primo, già completato, include la ristrutturazione della clinica di El Garabaa, nei pressi delle facility produttive onshore di Zohr, e la fornitura di tutte le necessarie attrezzature medico-sanitarie. Il secondo programma, per un valore complessivo di \$20 milioni, include iniziative di supporto socio-economico, sanitario e formazione, a favore delle comunità locali. In particolare: (i) a seguito del completamento del centro di assistenza sanitaria nell'area di Port Said, nel corso del 2021 è stata avviata la fase 2 del programma. Le attività previste includono l'equipaggiamento dell'ospedale, la formazione del personale sanitario e campagne di sensibilizzazione sanitaria; (ii) con la realizzazione di un centro giovanile completato nel 2020, sono state avviate le iniziative di formazione che saranno realizzate da Eni. In particolare, è stata avviata la Zohr Applied Technology School in partenariato con El Sewedy Electric Foundation ed in coordinamento con le autorità locali. Sono stati avviati i lavori civili di ristrutturazione delle infrastrutture che sono stati completati nel corso dei primi mesi del 2022; e (iii) alla fine del 2021 si sono concluse le attività d'identificazione di un programma di educazione tecnica. L'avvio delle attività formative è previsto nel corso del 2022.

AFRICA SUB-SAHARIANA

Angola Nel marzo 2022, firmato l'accordo con BP per la costituzione di Azule Energy, una nuova business combination a controllo congiunto dei rispettivi portafogli upstream nel Paese, che segue il memorandum d'intesa (MoU) non vincolante di maggio 2021. In particolare, la nuova società potrà generare significative sinergie operative, perseguire un ambizioso piano di investimenti e aumentare il tasso di crescita nell'area. L'operazione evidenzia l'impegno di entrambe le società a continuare a sviluppare il potenziale del settore upstream del Paese e nel contempo supportare il processo di transizione energetica attraverso lo sviluppo di progetti a gas e nell'ambito delle energie rinnovabili. Il closing dell'operazione è soggetta a determinate condizioni sospensive, tra cui l'approvazione da parte delle autorità locali preposte.

Nell'ottobre 2021 Eni ha firmato un protocollo d'intesa con ANPG e Sonangol per lo sviluppo congiunto di progetti di economia circolare e di decarbonizzazione, relativi in particolare a colture su scala industriale non in competizione con la filiera agroalimentare per fornire feedstock al sistema di bioraffinazione Eni.

Nel dicembre 2021 è stata conseguita l'estensione ventennale del Blocco 0 (Eni 9,8%) nell'offshore della provincia di Cabinda nel nord del Paese, con termine della scadenza al 2050.

Nel dicembre 2021, è stata conseguita la FID dei campi di Quiluma & Maboqueiro nell'ambito del primo sviluppo del New Gas Consortium (Eni 25,6%). Il progetto prevede due piattaforme offshore, un impianto onshore di trattamento gas e il collegamento all'impianto A-LNG per la commercializzazione del gas, attraverso carichi di GNL, e condensati.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco operato 15/06 (Eni 36,84%): (i) nel 2021 con la scoperta a olio di Cuica-1 nell'area di sviluppo di Cabaça, che consentirà di allungare la vita utile della FPSO che opera il blocco; e (ii) nel marzo 2022 con il pozzo di delineazione Ndungu-2 che consente di incrementare la stima delle risorse del giacimento fino a 800-1.000 milioni di boe in posto.

Nel 2021 è stata avviata la produzione del campo di Cuica, a soli 4 mesi dalla scoperta, e di Cabaça North attraverso la FPSO Armada Olombendo con l'obiettivo di incrementare e sostenere il plateau produttivo nell'ambito dello sviluppo del Blocco operato 15/06.

Nel febbraio 2022 è stato avviato il progetto di Ndungu Early Production nel Blocco operato 15/06 attraverso

il collegamento alla FPSO Ngoma, progettata per avere una capacità di trattamento di circa 100 mila barili/giorno e caratterizzata da una filosofia operativa zero process flaring e zero water discharge anche grazie agli upgrade di impianto effettuati nel 2021 per minimizzare le emissioni, in linea con la strategia di decarbonizzazione di Eni per l'azzeramento delle emissioni.

Gli start-up produttivi raggiunti confermano il successo della campagna di esplorazione ILX (Infrastructure Led Exploration) condotta nel Paese, che attraverso l'applicazione di uno sviluppo modulare e semplificato consente un rapido time-to-market delle scoperte effettuate.

Le altre attività del Blocco 15/06 hanno riguardato il progetto di sviluppo Agogo Early Production Phase 2, con l'avvio delle attività per la realizzazione delle facility sottomarine necessarie. Il futuro programma di sviluppo di Agogo prevede anche una fase di full field development che include la realizzazione di una ulteriore FPSO. In particolare, sono stati completati gli studi di concept definition, le attività di FEED e sono state avviate le procedure per l'assegnazione dei contratti principali.

Nelle aree non operate, sono proseguite le attività di sviluppo nel Blocco 0. In particolare: (i) il progetto Sanha Lean Gas Connection and Booster Gas Compressor con l'obiettivo di incrementare la produzione del gas associato del Blocco 0 da destinare all'impianto di liquefazione A-LNG (Eni 13,6%); (ii) lo sviluppo del giacimento di Lifua-A, con la realizzazione di facility offshore. Lo start-up è previsto nel 2022; e (iii) le attività di FEED dei progetti South Ndola e Sanha-Mafumeira connector che prevedono la realizzazione delle facility di trasporto per la messa in produzione delle riserve residuali dell'area.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) l'avvio delle attività di FEED del progetto Punja nel Blocco 3/05-A (Eni 12%); e (ii) il raggiungimento della FID e la firma del contratto di ingegneria, approvvigionamento e costruzione (EPC) per la prima fase del progetto fotovoltaico di Caraculo, situato nella provincia di Namibe. Il progetto segue la firma del protocollo d'intenti con la compagnia di stato Sonangol nel 2019 che includeva la costituzione della società a controllo paritetico Solenova per lo sviluppo di progetti di energia rinnovabile. L'avvio dell'impianto è previsto nel quarto trimestre 2022 con una capacità di 25 MW, incrementabili in una ulteriore fase fino a raggiungere una capacità totale di 50 MW. Il progetto consentirà di limitare il consumo di gasolio per la generazione di elettricità, riducendo di conseguenza le emissioni di gas serra (GHG) e contribuendo al processo di transizione energetica del Paese. Le attività in programma prevedono anche diverse iniziative nell'ambito dell'accesso all'energia e all'acqua, salute e istruzione.

I programmi e le iniziative di sviluppo locale sono proseguiti nell'anno, in particolare: (i) il progetto integrato South West nelle province di Huila e Namibe a supporto delle comunità locali colpite dalla siccità; (ii) nell'ambito dell'accesso all'energia, con interventi di elettrificazione di centri di salute con l'installazione di pannelli solari; (iii) un programma di sviluppo agricolo nell'area di Cabinda in collaborazione con le istituzioni locali; (iv) continuo supporto all'iniziativa di Halo Trust per lo sminamento dei terreni nella provincia di Benguela; e (v) diverse iniziative nell'ambito della salute nelle aree di Luanda, Cabinda e Zaire che prevedono programmi di formazione del personale sanitario nonché la fornitura di attrezzature e materiale medico.

Congo Nell'ottobre 2021 Eni ha firmato un Memorandum d'Intesa con le autorità del Paese per lo sviluppo congiunto di progetti di economia circolare e di decarbonizzazione, relativi in particolare a colture di ricino su scala industriale non in competizione con la filiera agroalimentare per fornire feedstock alle bioraffinerie Eni.

Inoltre, nel corso del 2021: (i) in linea con la strategia Eni di razionalizzazione del portafoglio produttivo, sono stati rilasciati gli asset operati di Loango II (Eni 42,5%) e Zatchi II (Eni 55,25%), con effetto 1 gennaio 2022; (ii) nell'ambito di possibili sviluppi di progetti GNL, il PSA del permesso produttivo Marine XII (Eni 65%, operatore) è stato emendato per includere un nuovo regime fiscale ad essi dedicato. In particolare, sono in corso gli studi per sviluppo fast-track del progetto di valorizzazione del gas associato e non associato sia per la produzione di energia elettrica per il mercato domestico sia per l'esportazione di GNL, anche con l'obiettivo di supportare il target dello zero routine flaring. Il progetto per l'esportazione del GNL prevede lo sviluppo modulare e per fasi con un ridotto time-to-market. La capacità produttiva di liquefazione sarà di circa 2 milioni di tonnellate/anno a plateau. Lo start-up è atteso nel 2023. Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) l'ulteriore fase di sviluppo del giacimento in produzione Nené-Banga nel blocco Marine XII, con la costruzione della nuova piattaforma produttiva. Lo start-up è previsto nella seconda metà del 2022; (ii) nell'ambito dei programmi culturali a sostegno delle comunità locali, si è proseguito nella realizzazione del Centro di ricerca a Oyo, che si prevede di inaugurare e rendere operativo già nel 2022; e (iii) sono proseguite le attività della seconda fase del Progetto Integrato Hinda con iniziative a supporto dello sviluppo economico, agricolo, accesso all'acqua, programmi di istruzione e progetti per lo sviluppo dei servizi sanitari; e (iv) il programma CATREP a sostegno dell'economia agricola locale, attraverso iniziative nell'applicazione di

tecniche agronomiche innovative con l'obiettivo di integrare i produttori locali all'interno della filiera a supporto del Memorandum d'Intesa di agri-biofeedstock firmato nel 2021.

Mozambico Nel febbraio 2022, Eni e il Ministero dell'Agricoltura e dello Sviluppo Rurale della Repubblica del Mozambico hanno firmato un accordo per la cooperazione e lo sviluppo di progetti agricoli nel Paese, finalizzati alla produzione di semi oleaginosi e oli vegetali da utilizzare come agro-biofeedstock per la produzione di biocarburanti. Le attività di sviluppo di Area 4 (Eni 25%) nell'offshore riguardano il progetto a gas di Coral South, e le scoperte a gas del Mamba Complex dove Eni è operatore della fase upstream ed ExxonMobil della fase midstream (liquefazione). Le attività relative al progetto sanzionato di Coral South prevedono la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione, lo stoccaggio e l'export del gas con una capacità di circa 3,4 milioni di tonnellate all'anno di GNL, alimentato da 6 pozzi sottomarini. Il gas liquefatto sarà venduto dai concessionari di Area 4 alla BP sulla base di un contratto long term della durata di venti anni con opzione di estensione di ulteriore dieci anni. Le attività di sviluppo del progetto sono in via di completamento. Lo start-up è previsto entro la fine del 2022. Per le scoperte del Mamba Complex, il progetto Rovuma LNG prevede lo sviluppo di una parte delle riserve a cavallo con Area 1 (riserve straddled) attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (TotalEnergies), a cui si aggiungono parte delle riserve non straddled. Il progetto iniziale prevede la realizzazione di due treni di liquefazione onshore, alimentati da 24 pozzi sottomarini, per il trattamento, la liquefazione del gas, lo stoccaggio e l'export del GNL della capacità di circa 7,6 milioni di tonnellate all'anno ciascuno. Il piano di sviluppo è stato approvato, nel 2019, dalle competenti autorità del Paese. Gli operatori di Area 4 continuano le attività di revisione del progetto, anche attraverso la massimizzazione delle sinergie con Area 1, per ottimizzare i costi di sviluppo.

Nell'anno sono proseguite le iniziative Eni a sostegno della popolazione locale del Paese, tra cui: (i) programmi a supporto della scolarità primaria e infantile. In particolare, nella città di Pemba, sono stati completati i progetti infrastrutturali previsti e avviate le iniziative di formazione anche con l'erogazione di borse di studio; (ii) avviata la seconda fase del programma di accesso all'energia anche attraverso progetti di clean cooking; (iii) supporto alle popolazioni disagiate in particolare nella provincia di Cabo Delgado e nell'area di Maputo, anche attraverso aiuti alimentari; e (iv) nell'ambito del progetto di sviluppo Coral South, sono state avviate diverse iniziative, anche attraverso il coinvolgimento dei fornitori, con l'obiettivo di ampliare la forza lavoro e delle piccole e medie imprese locali.

Nigeria Nel gennaio 2021, Eni e gli altri partner dell'area hanno completato la cessione del blocco onshore in produzione OML 17 (Eni 5%).

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco OML 61 (Eni 20%, operatore) con il pozzo esplorativo Obiafu 42 mineralizzato a gas naturale e condensati.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) attività di ottimizzazione della produzione anche attraverso interventi di work-over nei blocchi OML 60, 61, 62 e 63, nel campo a gas Kolo Creek nel blocco OML 28 (Eni 5%), nel campo a olio di Forkados Yokri nel blocco OML 43 (Eni 5%) e nel blocco OML 118 (Eni 12,5%); e (ii) la perforazione di 4 pozzi a olio nei Blocchi OML 79, 35 e 36 (Eni 5%) e 6 pozzi a gas nei blocchi OML 21 e 22 (Eni 5%) nei campi di Assa North ed Enhwe.

Nel 2021 è proseguita la collaborazione con la FAO (Food and Agriculture Organization) per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura a favore delle comunità colpite da crisi umanitaria nelle aree del nord-est della Nigeria. In particolare, nel corso dell'anno sono stati realizzati interventi di manutenzione per garantire un uso sostenibile delle infrastrutture realizzate. Dal 2018, anno di avvio del programma, sono stati realizzati 22 pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici, per uso domestico e per irrigazione, a beneficio di circa 67.000 persone. Nel marzo 2022, Eni e FAO, in collaborazione con NNPC, hanno completato e consegnato 11 impianti idrici alimentati da sistemi fotovoltaici negli Stati di Borno e Yobo, nel nord-est della Nigeria. Inoltre, sono proseguite le iniziative relative a: (i) progetti infrastrutturali, come la realizzazione di strade, scuole, centri di salute, opere di elettrificazione ed idriche; (ii) programmi formativi, anche attraverso l'erogazione di borse di studio; (iii) programmi di accesso all'energia; e (iv) il Green River Project a sostegno dei produttori locali.

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 (Eni 5%), TEPNG JV e della NAOC JV (Eni 20%). I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2021 sono stati pari a circa 27 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati sta-

tunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd ed attraverso metaniere di terzi con vendita FOB.

KAZAKHSTAN

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

Inoltre, nel corso dell'anno è stata completata l'attività di riqualificazione con efficientamento energetico di una scuola nella regione del Turkestan, realizzata in partenariato con UNDP (United Nations Development Programme).

Al 31 dicembre 2021 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$10 miliardi, pari a €8,9 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2021, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2021 (\$7,4 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$2,6 miliardi). I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €66 milioni. Al 31 dicembre 2021 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 633 milioni di boe, in riduzione rispetto al 2020 per effetto prezzo.

Karachaganak Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak: (i) è stato completato il progetto Karachaganak Debottlenecking mentre è in corso di finalizzazione la realizzazione di una quarta unità di reiniezione gas; e (ii) prosegue il Karachaganak Expansion Project (KEP) per l'incremento in fasi della capacità di reiniezione di gas. Le prime attività del programma di sviluppo, sanzionate alla fine del 2020, includono la realizzazione di una sesta linea di iniezione, la perforazione di tre nuovi pozzi iniettori e una nuova unità di compressione gas. L'avvio è previsto nel 2024. Inoltre, il progetto prevede un'ulteriore fase con l'installazione di una nuova unità di trattamento e di un'ulteriore unità di compressione.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare, continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; (ii) realizzazione di asili e scuole, manutenzione di strade, costruzione di centri sportivi; (iii) supporto medico-sanitario anche attraverso la distribuzione di medicinali, a seguito dell'emergenza sanitaria conseguente alla pandemia COVID-19.

Al 31 dicembre 2021 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Karachaganak ammontano a \$4,4 miliardi, pari a €3,9 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2021. I costi di sviluppo sostenuti nell'anno sono stati pari a €123 milioni. Al 31 dicembre 2021 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 399 milioni di boe, in riduzione rispetto al 2020, dovuta principalmente ad effetto prezzo.

RESTO DELL'ASIA

Emirati Arabi Uniti Nel 2022 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo XF-002 nel Blocco 2 (Eni 70%, operatore), offshore Abu Dhabi. Le operazioni di perforazione sono in corso e al completamento previsto nel secondo trimestre del 2022 saranno valutate le dimensioni della scoperta.

Nell'aprile 2021 è stato acquisito con il ruolo di operatore il Blocco esplorativo 7 (Eni 90%), nell'onshore di Ras Al Khaimah. La presenza di infrastrutture di trattamento gas nell'area con capacità disponibile permetterà una rapida messa in produzione delle eventuali scoperte.

Nel 2021 è stata avviata la produzione del campo di di Mahani, situato nella Concessione onshore Area B (Eni 50%) dell'Emirato di Sharjah. Lo start-up è avvenuto entro un anno dalla scoperta esplorativa con il pozzo Mahani 1, e in meno di 2 anni dalla firma del contratto petrolifero. Le attività di sviluppo per le quali è stata presa la decisione finale d'investimento prevedono il progressivo ramp-up della produzione attraverso il collegamento di ulteriori due pozzi produttori.

Nel corso dell'anno sono stati sanzionati due progetti: il Dalma Gas Development nella concessione offshore di Gasha (Eni 25%) e il Umm Shaif Long Term Development Ph.1 nella concessione Umm Shaif (Eni 10%).

Indonesia Nel giugno 2021 Eni ha firmato un Memorandum of Understanding con l'agenzia governativa SKK Migas per la collaborazione nell'ambito della ricerca degli idrocarburi nel Paese. L'accordo prevede l'utilizzo di tecnologie proprietarie Eni, in particolare attraverso le tecniche di calcolo ed elaborazione del Green Data Center, per una valutazione di diversi prospetti esplorativi.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di delineazione Maha 2, nel Blocco offshore di West Ganai (Eni 40%, operatore), in prossimità del giacimento in produzione di Jangkrik.

Nel 2021 è stata avviata la produzione del progetto a gas di Merakes, nel blocco operato East Sepinggan (Eni 65%), nelle acque profonde del Kalimantan Orientale. La produzione, ottenuta con il completamento di cinque pozzi sottomarini, viene trattata dall'unità galleggiante di produzione (Floating Production Unit - FPU) del giacimento in produzione di Jangkrik (Eni 55%, operatore). Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, è spedito tramite pipeline all'impianto onshore connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang oppure venduto nel mercato domestico.

Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) i programmi di sviluppo dei progetti Merakes East e Maha, con la finalizzazione delle attività di concept selection e l'avvio delle attività di concept definition; (ii) le attività ed iniziative sui temi di accesso all'acqua ed energia rinnovabile a supporto dello sviluppo locale nelle aree operative di Samboja, Kutai Kartanegara e Kalimantan orientale.

Iraq Le attività riguardano l'esecuzione di un'ulteriore fase di sviluppo dell'ERP (Enhanced Redevelopment Plan) per il progetto di Zubair (Eni 41,56%), che consentirà di raggiungere il livello produttivo di plateau pari a 700 mila barili/giorno. La capacità produttiva e le principali facility per raggiungere il target produttivo sono state già installate. Le riserve presenti nel giacimento saranno messe progressivamente in produzione attraverso la perforazione di pozzi produttivi addizionali nei prossimi anni.

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

Continua l'impegno di Eni con progetti in ambito scolastico, sanitario, ambientale e di accesso all'acqua. In particolare: (i) è stato avviato un programma integrato di formazione nel distretto di Zubair, che prevede iniziative di training specifico al personale scolastico e la realizzazione di una piattaforma educativa online a seguito dell'impatto della pandemia COVID-19; (ii) prosegue il programma di costruzione di un nuovo edificio scolastico nell'area di Zubair, con completamento atteso nel 2023, nonché le iniziative relative ad interventi di ristrutturazione e fornitura di materiali; (iii) progetto di formazione di medici in ambito pediatrico, la ristrutturazione e ampliamento del Basra Cancer Children Hospital nonché la fornitura di apparecchiature mediche specifiche in ambito oncologico; e (iv) attività di upgrading dell'impianto di fornitura di acqua potabile di Al Barjazia nell'area di Zubair nonché la costruzione di un nuovo impianto nell'area di Bassora.

AMERICA

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

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte a olio di: (i) Sayulita, nell'offshore del Paese nel Blocco 10 operato (Eni 65%) che fa seguito a quella di Saasken nel 2020; individuati 150-200 milioni di barili di olio in posto che aumentano le prospettive di commercialità dell'area; (ii) Yoti West nel Blocco OBO AC12 (Eni 40%) con risorse stimate in circa 170 milioni di barili di olio in posto.

Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato il programma di sviluppo full field della licenza operata Area 1 (Eni 100%) già in produzione. In particolare: (i) è stata completata la riconversione e upgrading della FPSO destinata al programma di sviluppo della licenza nonché la facility di collegamento; (ii) installata la prima piat-

taforma produttiva nel campo di Amoca; e (iii) le attività di drilling di sviluppo proseguono sul giacimento in produzione di Mizton, mentre sono state avviate le attività sul campo di Amoca. L'avvio della FPSO è avvenuto il 23 febbraio 2022, con conseguente ramp-up produttivo.

L'ulteriore fase del progetto prevede la costruzione ed installazione di due piattaforme produttive addizionali, nel campo di Amoca e Tecoalli.

Nell'ambito degli accordi di collaborazione con le Autorità locali nel campo della salute, dell'educazione, dell'ambiente nonché della diversificazione economica a supporto della disoccupazione, nel corso dell'anno le attività hanno riguardato: (i) ristrutturazione di edifici scolastici e realizzazione di strade; (ii) attività di training e formazione a supporto dei programmi scolastici; (iii) iniziative volte al miglioramento delle condizioni socio-economiche delle comunità con programmi di sviluppo dell'attività ittica; (iv) completato l'Human Right Action Plan, che individua il piano di azione nell'ambito dei diritti umani; e (v) campagne di sensibilizzazione nell'ambito dell'accesso all'energia.

INIZIATIVE DI FORESTRY

Le soluzioni basate sulla natura (Natural Climate Solutions - NCS) rappresentano una delle leve per l'abbattimento delle emissioni residue nell'ambito del processo di decarbonizzazione di Eni. Tra queste, nel 2019 Eni ha avviato iniziative focalizzate sulla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo, considerate tra le più rilevanti a livello internazionale, nell'ambito delle strategie di mitigazione dei cambiamenti climatici.

Tali iniziative si inquadrano nel cosiddetto schema REDD+ (Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation). Lo schema REDD+, definito e promosso dalle Nazioni Unite (in particolare nell'ambito dell'UNFCCC – United Nations Framework Convention on Climate Change, Convenzione sui cambiamenti climatici), prevede attività di conservazione delle foreste con gli obiettivi di ridurre le emissioni e migliorare la capacità di stoccaggio naturale della CO₂. I progetti favoriscono al contempo, un modello alternativo di sviluppo delle comunità locali attraverso la promozione di attività socio-economiche in linea con la gestione sostenibile, la valorizzazione delle foreste e la conservazione della biodiversità. All'interno di tale schema si inseriscono le attività di Eni che affianca i Governi, le comunità locali e le Agenzie delle Nazioni Unite dedicate, in coerenza con gli NDC (Nationally Determined Contributions), i Piani di Sviluppo Nazionali e con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) delle Nazioni Unite.

Eni ha costruito nel tempo solide partnership con sviluppatori internazionali riconosciuti di progetti REDD+ quali BioCarbon Partners, Terra Global, Peace Parks Foundation, First Climate, Carbonsink e Carbon Credits Consulting. La collaborazione con tali sviluppatori consente a Eni di sovrintendere ogni fase dell'attività, dalla progettazione, allo sviluppo e all'implementazione fino alla verifica della riduzione delle emissioni, con un ruolo attivo nella Governance del progetto.

La partecipazione diretta nei progetti permette non solo di garantire l'aderenza allo schema REDD+, ma anche di ottenere standard più elevati, riconosciuti a livello internazionale, per la certificazione della riduzione delle emissioni di carbonio (Verified Carbon Standard – VCS) e delle ricadute sociali e ambientali (Climate Community & Biodiversity Standards – CCB).

L'avvio delle iniziative forestry è stato sancito con l'accordo nel 2019 con BioCarbon Partners, attraverso il quale Eni ha acquisito il ruolo di membro attivo nella governance del Luangwa Community Forests Project (LCFP) in Zambia. Il progetto LCFP copre un'area di circa 1 milione di ettari, coinvolge circa 200.000 beneficiari anche con iniziative di diversificazione economica, ed è, al momento, uno dei più grandi progetti REDD+ in Africa ad aver ottenuto da parte di VERRA, organizzazione no-profit leader nella certificazione dei crediti di carbonio generati, la validazione CCB 'Triple Gold' standard per il suo eccezionale impatto sociale e ambientale. Eni si è impegnata ad acquistare i crediti di carbonio generati dal progetto fino al 2038. Nel corso dell'anno sono stati finalizzati gli accordi a sostegno dello sviluppo dei progetti Ntakata Mountains in Tanzania e Lower Zambezi in Zambia, ed inoltre è stato avviato il progetto Amigos de Lakmul in Messico. Nel 2021 i crediti generati da tali progetti sono stati pari a oltre 2 milioni di tonnellate di CO₂.

Eni sta continuando a valutare ulteriori iniziative in diversi Paesi attraverso l'avvio di altre collaborazioni con governi e sviluppatori internazionali in Africa, America latina ed Asia. L'obiettivo nel medio-lungo termine è una progressiva crescita di tali iniziative fino a disporre di un portafoglio annuale di crediti di carbonio in grado di compensare oltre 20 milioni di tonnellate nel 2030.

INIZIATIVE AGRO-FEEDSTOCK

Nel corso dell'anno Eni ha finalizzato accordi con le autorità del Kenya, Congo, Angola, Ruanda e Costa d'Avorio, nonché nel 2022 del Mozambico e del Benin con l'obiettivo di decarbonizzare il mix energetico locale attraverso la catena del valore dei biocarburanti promuovendo iniziative agricole di coltivazione di piante oleaginose da utilizzare come feedstock (cariche Low ILUC – Indirect Land Use Change) per le bioraffinerie Eni, valorizzando aree marginali non destinabili alla catena alimentare. Il piano di sviluppo delle attività individuate si basa sull'integrazione verticale e comprende accordi con agricoltori e cooperative locali ai quali viene demandata la produzione di semi oleaginosi e la realizzazione da parte di Eni di centri di raccolta ed estrazione dell'olio (Agri Hubs). I sottoprodotti della filiera produttiva saranno destinati ai mercati locali ed eventualmente all'export. Le iniziative inoltre promuoveranno lo sviluppo rurale, il ripristino dei terreni attraverso l'agricoltura sostenibile e rigenerativa, con conseguenti effetti positivi sullo sviluppo socio-economico con ricadute occupazionali, opportunità di accesso al mercato nonché tutela dei diritti umani, salute e sicurezza alimentare. La definizione di ulteriori programmi, in analogia al modello adottato, è in corso di valutazione in altri Paesi.

In particolare, l'avvio della produzione a livello industriale è previsto in una prima fase in: (i) Kenya, dove il programma di sviluppo prevede la realizzazione di 20 agri hub con avvio previsto nel 2022. Inoltre, l'accordo definito prevede anche attività di ingegneria finalizzate alla trasformazione dell'attuale raffineria di Mombasa in una bioraffineria per la produzione di HVO e Biojet; nonché la raccolta dell'UCO (Used Cooking Oil) ai fini dell'utilizzo come feedstock; (ii) Congo, dove l'avvio delle attività definite è previsto nel 2023.

La capacità a regime prevede una produzione di 350 mila tonnellate a partire dal 2026 e un coinvolgimento di circa 300 mila agricoltori. La produzione complessiva è prevista successivamente raggiungere un volume di agro-feedstock di oltre 800 mila tonnellate al 2030, grazie al contributo delle iniziative addizionali negli altri Paesi. Nell'ambito di tale modello di sviluppo, nel novembre 2021 Eni ha finalizzato una partnership strategica con il Gruppo Bonifiche Ferraresi attraverso la costituzione di una joint venture paritetica. L'accordo prevede inoltre l'acquisto da parte di Eni di una partecipazione di minoranza nella controllata di BF Bonifiche Ferraresi. In particolare, le attività incluse nell'accordo prevedono: (i) ricerca e sperimentazione agricola di sementi di piante oleaginose da utilizzare come carica nelle bioraffinerie; (ii) supporto allo sviluppo dei progetti Eni nei Paesi di interesse attraverso il trasferimento di know-how, fornitura di sementi e prodotti per l'agricoltura.

Global Gas & LNG Portfolio

€ **580** mln
Utile operativo adjusted
vs. 2020: +78%

70,45 mln mc
Vendite gas naturale nel mondo
vs. 2020: +8% anche grazie ai
maggiori volumi venduti di GNL

Accordo a Taiwan con
CPC Corporation
per la fornitura di un carico di GNL
certificato carbon neutral secondo
lo standard PAS2060

Conseguito il target
di **zero infortuni**
nel 2021



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2021	2020	2019
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,00	1,15	0,56
<i>di cui: dipendenti</i>		0,00	0,99	0,96
<i>contrattisti</i>		0,00	1,37	0,00
Vendite gas naturale ^(b)	(miliardi di metri cubi)	70,45	64,99	72,85
Italia		36,88	37,30	37,98
Resto d'Europa		28,01	23,00	26,72
<i>di cui: Importatori in Italia</i>		2,89	3,67	4,37
<i> Mercati europei</i>		25,12	19,33	22,35
Resto del mondo		5,56	4,69	8,15
Vendite di GNL ^(c)		10,9	9,5	10,1
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	847	700	711
<i>di cui all'estero</i>		571	410	418
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	1,01	0,36	0,25

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(b) Include vendite intercompany.

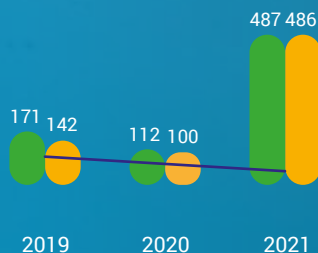
(c) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore GGP (già incluse nelle vendite gas mondo).

Performance dell'anno

- ▶ Conseguito il target di zero infortuni di dipendenti e contrattisti.
- ▶ Le emissioni dirette di GHG (Scope 1) pari a 1,01 milioni di tonnellate di CO₂eq. evidenziano un trend in aumento dell'incremento di volumi di gas trasportati dai gasdotti TTPC e TMPC e del consolidamento dell'impianto di liquefazione di Damietta.
- ▶ Le vendite di gas naturale di 70,45 miliardi di metri cubi sono in aumento dell'8% rispetto al 2020 (+5,46 miliardi di metri cubi).
- ▶ Le vendite di GNL di 10,9 miliardi di metri cubi sono in aumento del 14,7% rispetto al 2020.

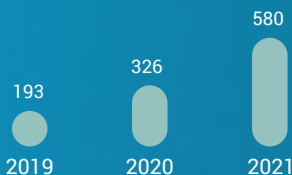


Andamento PSV-TTF

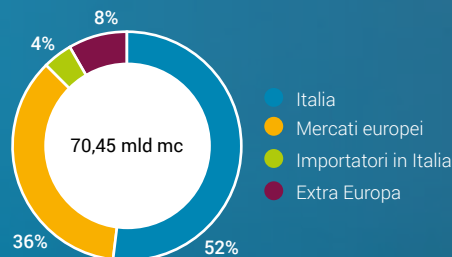


● PSV (€/mgl mc)
● TTF (€/mgl mc)
— Spread PSV-TTF (€/mgl mc)

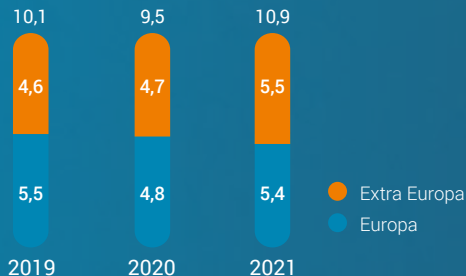
Utile operativo adjusted (€ mln)



Vendite gas per area geografica



Vendite di GNL (mld mc)



Sviluppi di business

Firmato un accordo con CPC Corporation, utility taiwanese, per la fornitura presso il terminale di ricezione di Yung An (Taiwan) di un carico di GNL certificato carbon neutral secondo lo standard riconosciuto a livello internazionale PAS2060, proveniente dall'impianto di liquefazione di Bontang in Indonesia alimentato con il gas del giacimento Eni di Jangkrik. Le emissioni GHG associate all'intera catena del valore del carico, includendo la produzione di gas, la trasmissione, la liquefazione, il trasporto, la rigassificazione, la distribuzione e l'utilizzo finale, sono state compensate dai crediti emissivi derivanti da progetti di conservazione delle foreste. In particolare, i crediti sono stati acquisiti da due progetti REDD+: Luangwa Community Forest in Zambia e Kulera Landscape in Malawi.

Nell'ambito della strategia Eni di ottimizzazione del portafoglio, finalizzata alla crescita nei settori relativi alla transizione energetica, firmato un accordo per la cessione a Snam del 49,9% delle partecipazioni detenute (direttamente e indirettamente) da Eni nelle società che gestiscono i gasdotti onshore, che si estendono dal confine tra Algeria e Tunisia fino alla costa tunisina (TTPC) e i gasdotti offshore che collegano la costa tunisina all'Italia (TMPC). L'operazione prevede il conferimento di tali partecipazioni in una JV della quale sarà ceduto a Snam il 49,9% per il corrispettivo di circa €385 milioni (Eni manterrà la quota residua del 50,1%). Tale transazione consente inoltre di valorizzare in maniera sinergica le rispettive competenze su una rotta strategica per la sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale in Italia, favorendo potenziali iniziative di sviluppo nella catena del valore dell'idrogeno dal Nord Africa.

È stata annunciata da parte del management la cessione della quota del 50% del gasdotto Blue Stream che trasporta gas di provenienza russa attraverso il Mar Nero, commercializzato congiuntamente da Eni e Gazprom alla società di Stato della Turchia Botas.

Nel marzo 2021 è stata completata la ristrutturazione di Unión Fenosa Gas tramite la finalizzazione degli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti della JV Unión Fenosa Gas con i partner egiziani. L'accordo ha previsto la rilevazione della quota del 50% nell'impianto di Damietta e della relativa capacità di liquefazione, nonché delle attività di commercializzazione del gas in Spagna detenute da UFG ed il conseguente riavvio dell'impianto di liquefazione di Damietta.

GAS NATURALE

APPROVVIGIONAMENTI

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 70,98 miliardi di metri cubi, in aumento di 8,82 miliardi di metri cubi, pari al 14,2% rispetto al 2020. I volumi di gas approvvigionati all'estero (67,39 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 95% del totale, sono aumentati rispetto al 2020 (+12,70 miliardi di metri cubi; +23%) principalmente per effetto dei maggiori volumi approvvigionati in Russia (+7,72 miliardi di metri cubi), in Algeria (+4,90 miliardi di metri cubi), nel Regno Unito (+1,03 miliardi di metri cubi) e in Indonesia (+0,66 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai minori acquisti effettuati in Libia (-1,26 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (3,59 miliardi di metri cubi) registrano una riduzione del 51,9% rispetto al periodo di confronto.

APPROVVIGIONAMENTI DI GAS NATURALE

(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
ITALIA	3,59	7,47	5,57	(3,88)	(51,9)
Russia	30,21	22,49	24,36	7,72	34,3
Algeria (incluso il GNL)	10,12	5,22	6,66	4,90	93,9
Libia	3,18	4,44	5,86	(1,26)	(28,4)
Paesi Bassi	1,41	1,11	4,12	0,30	27,0
Norvegia	7,52	7,19	6,43	0,33	4,6
Regno Unito	2,65	1,62	1,75	1,03	63,6
Indonesia (GNL)	1,81	1,15	1,58	0,66	57,4
Qatar (GNL)	2,30	2,47	2,79	(0,17)	(6,9)
Altri acquisti di gas naturale	2,39	5,24	7,90	(2,85)	(54,4)
Altri acquisti di GNL	5,80	3,76	3,40	2,04	54,3
ESTERO	67,39	54,69	64,85	12,70	23,2
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	70,98	62,16	70,42	8,82	14,2
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(0,86)	0,52	0,08	(1,38)	(265,4)
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni	(0,04)	(0,03)	(0,22)	(0,01)	(33,3)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	70,08	62,65	70,28	7,43	11,9
Disponibilità per la vendita delle società collegate	0,37	2,34	2,57	(1,97)	(84,2)
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	70,45	64,99	72,85	5,46	8,4

Nel 2021, i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano principalmente dalle produzioni: (i) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,6 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti nazionali (2,2 miliardi di metri cubi); (iii) dell'Indonesia (0,9 miliardi di metri cubi); (iv) dei giacimenti libici (0,7 miliardi di metri cubi). I volumi di gas equity sono stati di 6,4 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 9% del totale delle disponibilità per la vendita. Le disponibilità per la vendita delle società collegate sono pari a 0,37 miliardi di metri cubi (-84,2% rispetto al 2020) e riguardano principalmente volumi approvvigionati in Spagna ed Oman.

VENDITE

Il mercato europeo del gas è stato caratterizzato da condizioni estreme a causa dell'offerta "corta" e delle incertezze sui flussi di approvvigionamento dalla Russia. In tale scenario, la ripresa della domanda ha evidenziato incrementi di circa +7% e +6% nei consumi nazionali e nell'UE rispetto al 2020. Le vendite di gas naturale di 70,45 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) riportano una crescita di 5,46 miliardi di metri cubi vs. 2020, pari all'8,4% principalmente per maggiori vendite in Turchia e maggiori volumi commercializzati di GNL.

VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	69,99	62,58	70,17	7,41	11,8
Italia (inclusi autoconsumi)	36,88	37,30	37,98	(0,42)	(1,1)
Resto d'Europa	27,69	21,54	25,21	6,15	28,6
Extra Europa	5,42	3,74	6,98	1,68	44,9
Vendite delle società collegate (quota Eni)	0,46	2,41	2,68	(1,95)	(80,9)
Resto d'Europa	0,32	1,46	1,51	(1,14)	(78,1)
Extra Europa	0,14	0,95	1,17	(0,81)	(85,3)
TOTALE VENDITE GAS MONDO	70,45	64,99	72,85	5,46	8,4

Le vendite in Italia pari a 36,88 miliardi di metri cubi sono in riduzione dell'1,1%, principalmente per effetto dei minori volumi commercializzati all'Hub e presso il settore termoelettrico ed industriale, in parte compensati dalle maggiori vendite al segmento grossisti. In diminuzione i ritiri degli importatori in Italia (2,89 miliardi di metri cubi; -21,3% rispetto al 2020) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 25,12 miliardi di metri cubi sono in aumento del 30% (+5,79 miliardi di metri cubi) rispetto al 2020.

Le vendite nei mercati extra europei pari a 5,56 miliardi di metri cubi hanno registrato un aumento del 18,6% rispetto allo scorso esercizio (+0,87 miliardi di metri cubi) a seguito dei maggiori volumi commercializzati nei mercati asiatici.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
ITALIA		36,88	37,30	37,98	(0,42)	(1,1)
Grossisti		13,37	12,89	13,08	0,48	3,7
PSV e borsa		12,13	12,73	12,13	(0,60)	(4,7)
Industriali		4,07	4,21	4,62	(0,14)	(3,3)
Termoelettrici		0,94	1,34	1,90	(0,40)	(29,9)
Autoconsumi		6,37	6,13	6,25	0,24	3,9
VENDITE INTERNAZIONALI		33,57	27,69	34,87	5,88	21,2
Resto d'Europa		28,01	23,00	26,72	5,01	21,8
Importatori in Italia		2,89	3,67	4,37	(0,78)	(21,3)
Mercati europei:		25,12	19,33	22,35	5,79	30,0
<i>Penisola Iberica</i>		3,75	3,94	4,22	(0,19)	(4,8)
<i>Germania/Austria</i>		0,69	0,35	2,19	0,34	97,1
<i>Benelux</i>		3,47	3,58	3,78	(0,11)	(3,1)
<i>Regno Unito</i>		2,65	1,62	1,75	1,03	63,6
<i>Turchia</i>		8,50	4,59	5,56	3,91	85,2
<i>Francia</i>		5,80	5,01	4,47	0,79	15,8
<i>Altro</i>		0,26	0,24	0,38	0,02	8,3
Mercati extra europei		5,56	4,69	8,15	0,87	18,6
TOTALE VENDITE GAS MONDO		70,45	64,99	72,85	5,46	8,4

GNL

VENDITE DI GNL

	(miliardi di metri cubi)	2021	2020	2019	Var. ass.	Var. %
Europa		5,4	4,8	5,5	0,6	12,5
Extra Europa		5,5	4,7	4,6	0,8	17,0
TOTALE VENDITE GNL		10,9	9,5	10,1	1,4	14,7

Le vendite di GNL (10,9 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) aumentano del 14,7% rispetto al 2020 e hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dall'Egitto, Qatar, Indonesia e Nigeria e commercializzato in Europa e Asia.

TRASPORTO INTERNAZIONALE

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

Eni partecipa, inoltre, al capitale di società che operano i gasdotti o ne gestiscono i diritti di trasporto.

I principali gasdotti attualmente partecipati o operati da Eni 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 520 chilometri; infine (iv) Eni partecipa al gasdotto sottomarino Blue Stream che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero.