

Fact
Book
2023



La nostra Mission

Siamo un'impresa dell'energia.

- 13 15** Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa, con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta
- 7 12** e promuovere l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti.
- 9** Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione. Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.
- 5 10** Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità. Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.
- 17** Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità che ci ospitano per creare valore condiviso duraturo.

Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

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



Eni

Fact Book

2023

ENI IN SINTESI	2
Principali dati	4
Eni in borsa	7
NATURAL RESOURCES	10
EXPLORATION & PRODUCTION	12
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO	66
ENERGY EVOLUTION	74
ENILIVE, REFINING E CHIMICA	76
PLENITUDE & POWER	94
ATTIVITÀ AMBIENTALI	102
ALLEGATI	105
TABELLE	106
Dati economico-finanziari	106
Personale	122
Dati infrannuali	123

Disclaimer

Il Fact Book Eni è un supplemento alla Relazione Finanziaria Annuale e fornisce informazioni finanziarie e operative integrative alla stessa. Il Fact Book contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements) relative a: piani di investimento, dividendi, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: possibili evoluzioni dei conflitti tra Russia e Ucraina e in Medio Oriente, l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

Eni in sintesi

Il 2023 è stato per Eni un altro anno di eccellenti risultati, nonostante uno scenario incerto e volatile. Abbiamo conseguito ottimi risultati sia finanziari che operativi, progredendo nella nostra strategia di creazione di valore, di decarbonizzazione e di contestuale garanzia di stabilità e affidabilità delle forniture energetiche. Il nostro modello satellitare distintivo si conferma un'efficace leva nell'accelerazione della crescita di valore, contribuendo alla nostra performance in modo sostanziale. Abbiamo recentemente finalizzato l'acquisizione di Neptune che, con il suo portafoglio prevalentemente a gas, e sinergico ai nostri asset in Nord Europa, Indonesia e Nord Africa, costituirà un elemento chiave per i nostri piani di sviluppo. Nel 2023 abbiamo avviato nel rispetto dei tempi e dei budget i due rilevanti progetti Baleine in Costa d'Avorio e Floating LNG Congo (Fase 1). Grazie agli straordinari successi esplorativi in Indonesia e in altre geografie abbiamo confermato la nostra leadership nel settore; al tempo stesso abbiamo conseguito il massimo livello di produzione rispetto all'intervallo obiettivo annunciato. Il settore GGP ha realizzato risultati record facendo leva sulla qualità del portafoglio, azioni di ottimizzazione e favorevoli accordi contrattuali. La realizzazione di progetti a gas e a contenute emissioni è solo un aspetto del nostro piano di transizione, che ci vede anche impegnati nell'aumentare in maniera rilevante la presenza nel settore delle nuove energie. Enilive, attiva nei business dei biocarburanti e dei servizi di mobilità, ha ampliato la propria presenza internazionale attraverso l'acquisizione della partecipazione del 50% nella bioraffineria di Chalmette negli Stati Uniti e l'accordo di joint venture con LG Chem per la realizzazione di un nuovo impianto in Corea del Sud. Plenitude ha raggiunto i 3 GW di capacità rinnovabile. Entrambi i business già adesso assicurano un contributo economico di circa €1 mld di EBITDA ciascuno. Attraverso il recente accordo per l'ingresso nel capitale di Plenitude di un investitore istituzionale, abbiamo dato visibilità al valore di questo business stimato in circa €10 mld rafforzando l'accesso a mezzi finanziari incrementali a sostegno dei nostri piani di crescita. I risultati finanziari di Gruppo sono stati eccellenti con un EBIT proforma di circa €18 mld e un utile netto adjusted superiore a €8 mld. La generazione di cassa operativa con €16,5 mld su base adjusted prima dell'assorbimento del circolante ha assicurato un significativo surplus in aggiunta al sostanziale ritorno di cassa agli azionisti di €4,8 mld, mantenendo un rapporto di indebitamento di 0,2".

Claudio Descalzi CEO Eni

HIGHLIGHT 2023



MILESTONE STRATEGICHE

START-UP RILEVANTI NELL'UPSTREAM
progetti Congo LNG e Baleine
con rapido time-to-market

SCOPERTA GENG NORTH

confermata la leadership esplorativa di Eni;
accesso a nuovo importante hub del gas
in Indonesia, grazie anche alle operazioni
Chevron/Neptune

ACQUISIZIONE NEPTUNE

forte complementarietà con il portafoglio Eni

PLENITUDE

operazione EIP a supporto della crescita
confermando il valore di Plenitude nonché
la validità del modello satellitare

COSTITUZIONE ENILIVE

business focalizzato sulla mobilità sostenibile;
offerta multi-energy e multiservizio.
Sviluppo della bioraffinazione

ACQUISIZIONE DI NOVAMONT

driver della trasformazione in chiave bio
di Versalis

CCS

accordi con il governo del Regno Unito
per l'hub HyNet



SOLIDI RISULTATI

€13,8 MLD UTILE OPERATIVO ADJUSTED
significativa performance

€17,8 MLD UTILE OPERATIVO PROFORMA
ADJUSTED
robusta performance del business

€8,3 MLD UTILE NETTO ADJUSTED
seconda migliore performance
a struttura attuale

€16,5 MLD ADJUSTED CFFO
robusta generazione di cassa sostenuta
da €2,3 mld di dividendi dalle partecipate

€4,8 MLD REMUNERAZIONE AGLI AZIONISTI
attrattivo remuneration yield

20%

LEVERAGE
flessibilità finanziaria

NATURAL RESOURCES



EXPLORATION & PRODUCTION

- produzione di idrocarburi: 1,66 mln boe/g nel 2023, +3% rispetto al 2022
- emissioni nette di GHG nell'upstream in calo del 10% vs. 2022
- maggiori produzioni in Algeria, ramp-up di Baleine e marcia regolare del Kazakhstan
- ~900 mln di boe di nuove risorse scoperte
- tasso di rimpiazzo all sources pari al 67% (73% su base triennale)



GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

- continua ottimizzazione degli asset e attività di trading profittevoli
- upside positivi da rinegoziazioni e accordi
- volumi addizionali di gas equity dall'acquisizione di Neptune
- 6,5 mld di metri cubi/anno (a plateau) di volumi addizionali contrattualizzati di GNL dal Congo, Indonesia e Qatar
- conseguiti significativi incrementi rispetto alla guidance originale di €1,7 - €2,2 mld di utile operativo adjusted

ENERGY EVOLUTION



PLENITUDE

- 2023 EBITDA proforma adjusted: €0,9 mld
- 3 GW capacità installata (+36% vs. 2022)
- 10,1 mln di clienti
- ~19.000 punti di ricarica veicoli elettrici



ENILIVE

- 2023 EBITDA proforma adjusted: €1 mld
- capacità di bioraffinazione 1,65 mln ton/anno
- secondo produttore di HVO in Europa
- crescita delle forniture di agri-feedstock con iniziative in 8 Paesi
- ampliamento della presenza internazionale nella bioraffinazione negli USA, Malesia e Corea del Sud



RAFFINAZIONE TRADIZIONALE

- lavorazioni delle raffinerie pari a 27,4 mln ton
- condizioni di mercato non riflesse completamente dal SERM, influenzato negativamente dal restringimento dei differenziali tra greggi e spread dei prodotti
- continua robusta performance di ADNOC refining e distribuzione di dividendi



VERSALIS

- 2023 utile operativo adjusted di €-0,6 mld che riflette le eccezionali condizioni avverse di mercato
- completata l'acquisizione di Novamont
- debole domanda e pressione competitiva

Principali dati

PRINCIPALI DATI ECONOMICO-FINANZIARI

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Ricavi della gestione caratteristica		93.717	132.512	76.575	43.987	69.881	75.822
di cui: Exploration & Production		23.903	31.194	21.742	13.590	23.572	25.744
Global Gas & LNG Portfolio		20.139	48.586	20.843	7.051	11.779	14.807
Enilive, Refining e Chimica		52.558	59.178	40.374	25.340	42.360	46.483
Plenitude & Power		14.256	20.883	11.187	7.536	8.448	8.218
Corporate e altre attività		1.972	1.886	1.698	1.559	1.676	1.588
Eliminazione utili interni e altre elisioni		(19.111)	(29.215)	(19.269)	(11.089)	(17.954)	(21.018)
Utile (perdita) operativo		8.257	17.510	12.341	(3.275)	6.432	9.983
di cui: Exploration & Production		8.549	15.963	10.113	(610)	7.417	10.214
Global Gas & LNG Portfolio		2.431	3.730	899	(332)	431	387
Enilive, Refining e Chimica		(1.397)	460	45	(2.463)	(682)	(501)
Plenitude & Power		(464)	(825)	2.355	660	74	340
Corporate e altre attività		(943)	(1.956)	(863)	(563)	(688)	(668)
Effetto eliminazione utili interni		81	138	(208)	33	(120)	211
Utile (perdita) operativo		8.257	17.510	12.341	(3.275)	6.432	9.983
Esclusione special item		4.986	3.440	(1.186)	3.855	2.388	1.161
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		562	(564)	(1.491)	1.318	(223)	96
Utile (perdita) operativo adjusted^(a)		13.805	20.386	9.664	1.898	8.597	11.240
di cui: Exploration & Production		9.934	16.469	9.340	1.547	8.640	10.850
Global Gas & LNG Portfolio		3.247	2.063	580	326	193	278
Enilive, Refining e Chimica		555	1.929	152	6	21	360
Plenitude & Power		681	615	476	465	370	262
Corporate e altre attività		(651)	(680)	(640)	(507)	(602)	(583)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		39	(10)	(244)	61	(25)	73
Utile (perdita) netto^(b)		4.771	13.887	5.821	(8.635)	148	4.126
Utile (perdita) netto adjusted^{(a)(b)}		8.322	13.301	4.330	(758)	2.876	4.583
Flusso di cassa netto da attività operativa		15.119	17.460	12.861	4.822	12.392	13.647
Investimenti tecnici		9.215	8.056	5.234	4.644	8.376	9.119
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		53.644	55.230	44.519	37.493	47.900	51.073
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		10.899	7.026	8.987	11.568	11.477	8.289
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		16.235	11.977	14.324	16.586	17.125	n.a.
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,20	0,13	0,20	0,31	0,24	0,16
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,30	0,22	0,32	0,44	0,36	n.a.
Capitale investito netto		69.879	67.207	58.843	54.079	65.025	59.362
di cui: Exploration & Production		51.534	50.732	47.949	45.252	53.358	50.358
Global Gas & LNG Portfolio		1.119	672	(823)	796	1.327	1.742
Enilive, Refining e Chimica		9.627	9.302	9.815	8.786	10.215	6.960
Plenitude & Power		7.728	7.486	5.474	2.284	1.787	1.869

(a) Misure di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza azionisti Eni.

PRINCIPALI INDICATORI DI MERCATO

		2023	2022	2021	2020	2019	2018
Prezzo medio greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	82,62	101,19	70,73	41,67	64,30	71,04
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,081	1,053	1,183	1,142	1,119	1,181
Prezzo medio del greggio Brent dated	(€ barile)	76,43	96,09	59,80	36,49	57,44	60,15
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$/barile)	8,1	8,5	(0,9)	1,7	4,3	3,7
TTF ^(d)	(€/MWh)	41	121	46	9	13	23
PSV ^(d)		42	122	46	10	16	25

(a) Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: BCE.

(c) Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie. Dal 1° gennaio 2024 il margine indicatore è calcolato con una metodologia aggiornata che riflette il nuovo assetto industriale, legato essenzialmente alla trasformazione del sito di Livorno e alle azioni di ottimizzazioni delle utilities, nonché le dinamiche evolutive del mercato dei greggi, incorporando una selezione sia ad alto che a basso tenore di zolfo. Il valore relativo all'esercizio 2023 è stato riesposto.

(d) In €/MWh. Fonte: ICIS European Spot Gas Markets.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

Clima ^(a)		2023	2022	2021	2020	2019	2018
Net Carbon Footprint upstream (Scope 1+2) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	8,9	9,9	11,0	11,4	14,8	14,8
Net Carbon footprint Eni (Scope 1+2) ^(b)		26,1	29,9	33,6	33,0	37,6	37,2
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti ^(c)		174	164	176	185	204	203
Net GHG Emissions (Scope 1+2+3) ^(b)		200	194	210	218	241	240
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) ^(b)		398	419	456	439	501	505
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3) ^(b)	(grammi di CO ₂ eq./MJ)	66	66	67	68	68	68
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	38,69	39,39	40,08	37,76	41,20	43,35
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)		0,73	0,79	0,81	0,73	0,69	0,67
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	39,1	49,6	54,5	55,9	65,3	104,1

Salute, Sicurezza e Ambiente ^(a)		2023	2022	2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,40	0,41	0,34	0,36	0,34	0,35
di cui: dipendenti		0,45	0,29	0,40	0,37	0,21	0,37
contrattisti		0,38	0,47	0,32	0,35	0,39	0,34
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	12.822	6.139	4.408	6.824	7.278	6.687
di cui: da atti di sabotaggio		5.094	5.253	3.053	5.866	6.245	4.022
operativi		7.728	886	1.355	958	1.033	2.665
Prelevi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	124	116	117	112	127	117
Acqua di produzione reiniettata	(%)	60	59	58	53	58	60

Innovazione		2023	2022	2021	2020	2019	2018
Spesa in R&S	(€ milioni)	166	164	177	157	194	197
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	28	23	30	25	34	43

Dipendenti		2023	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production	(numero)	8.785	8.689	9.409	9.815	10.272	10.448
Global Gas & LNG Portfolio		669	870	847	700	711	734
EniLife, Refining e Chimica		14.092	13.132	13.072	11.471	11.626	11.457
Plenitude & Power		3.018	2.794	2.464	2.092	2.056	2.056
Corporate e altre attività		6.578	6.703	6.897	7.417	7.388	7.006
Totale Gruppo		33.142	32.188	32.689	31.495	32.053	31.701

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

(b) KPI calcolati su base equity.

(c) Categoría 11 del GHG Protocol - Corporate Value Chain (Scope 3) Standard. Stimate sulla base della produzione upstream in quota Eni in linea con le metodologie IP/IECA.

Exploration & Production		2023	2022	2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,30	0,35	0,25	0,28	0,33	0,30
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.414	6.614	6.628	6.905	7.268	7.153
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,6	11,3	10,8	10,9	10,6	10,6
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.655	1.610	1.682	1.733	1.871	1.851
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	69	47	55	43	92	100
Profit per boe ^{(d)(f)}	(\$/boe)	14,5	9,8	4,8	3,8	7,7	6,7
Opex per boe ^(e)		8,6	8,4	7,5	6,5	6,4	6,8
Finding & Development cost per boe ^(f)		26,3	24,3	20,4	17,6	15,5	10,4
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	22,9	21,5	22,3	21,1	22,8	24,1
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	1,0	1,1	1,2	1,0	1,2	1,4
Intensità emissiva di metano (m ³ CH ₄ /m ³ gas venduto)	%	0,06	0,08	0,09	0,09	0,10	0,16
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	143	845	436	882	985	1.595
Global Gas & LNG Portfolio		2023	2022	2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,00	0,00	0,00	1,15	0,56	0,51
Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	50,51	60,52	70,45	64,99	72,85	76,60
<i>di cui: in Italia</i>		24,40	30,67	36,88	37,30	37,98	39,17
<i>internazionali</i>		26,11	29,85	33,57	27,69	34,87	37,43
Vendite GNL		9,6	9,4	10,9	9,5	10,1	10,3
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	0,69	2,09	1,01	0,36	0,25	0,62
EniLive, Refining e Chimica		2023	2022	2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,75	0,81	0,80	0,80	0,27	0,56
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,65	1,10	1,10	1,10	1,10	0,36
Produzioni vendute di biocarburanti certificati	(migliaia di tonnellate)	635	428	585	622	256	219
Quota di mercato rete in Italia	(%)	21,4	21,7	22,2	23,2	23,6	24,0
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,51	7,50	7,23	6,61	8,25	8,39
Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	5.267	5.243	5.314	5.369	5.411	5.448
Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	1.645	1.587	1.521	1.390	1.766	1.776
Capacità bilanciata delle raffinerie (quota Eni)	(migliaia di barili/giorno)	528	528	548	548	548	548
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	5,69	6,00	6,72	6,65	7,97	8,19
Emissioni SOx (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq.)	2,23	2,34	2,67	2,78	4,16	4,80
Emissioni dirette di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate CO ₂ eq./migliaia di tonnellate)	232	233	228	248	248	253
Produzioni di prodotti chimici	(migliaia di tonnellate)	5.663	6.856	8.496	8.073	8.068	9.483
Vendite di prodotti chimici		3.117	3.752	4.471	4.339	4.295	4.946
Tasso di utilizzo medio degli impianti chimici	(%)	51	59	66	65	67	76
Plenitude & Power		2023	2022	2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,83	0,31	0,29	0,32	0,62	0,60
Vendite retail e business gas	(miliardi di metri cubi)	6,06	6,84	7,85	7,68	8,62	9,13
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	17,98	18,77	16,49	12,49	10,92	8,39
Produzione termoelettrica		20,66	21,37	22,31	20,95	21,66	21,62
Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi		19,88	22,37	28,54	25,34	28,28	28,54
Punti di ricarica elettrica veicoli elettrici	(migliaia)	19,0	13,1	6,2	3,4	nd	nd
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(gigawatt)	3,0	2,2	1,1	0,3	0,2	0,0
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(terawattora)	3,98	2,55	0,99	0,34	0,06	0,12
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	9,36	9,76	10,03	9,63	10,22	10,47

(d) Relativo alle società consolidate.

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

(f) Media triennale.

ENI IN BORSA

DATI PER AZIONE

		2023	2022	2021	2020	2019	2018
Utile (perdita) netto ^{(a)(b)}	(€)	1,40	3,95	1,60	(2,42)	0,04	1,15
Dividendo di competenza		0,94	0,88	0,86	0,36	0,86	0,83
Dividendi per esercizio di competenza ^(c)	(€ milioni)	3.106	2.972	3.055	1.286	3.078	2.989
Dividendi pagati nell'esercizio		3.046	3.009	2.358	1.965	3.018	2.954
Cash flow ^(d)	(€)	4,58	5,01	3,61	1,35	3,45	3,79
Dividend yield ^(d)	(%)	6,2	6,5	7,1	4,2	6,3	5,9
Utile (perdita) netto per ADR ^{(a)(b)(e)}	(\$)	3,03	8,32	3,78	(5,53)	0,09	2,72
Dividendo per ADR ^(e)		2,02	1,84	1,92	0,86	1,89	1,89
Cash flow per ADR ^{(a)(e)}	(%)	9,90	10,55	8,54	3,08	7,72	8,95
Dividend yield per ADR ^{(d)(e)}		6,2	6,5	7,1	4,2	6,3	5,9
Numero di azioni in circolazione a fine periodo ^(f)	(milioni)	3.218,8	3.345,4	3.539,8	3.572,5	3.572,5	3.601,1
Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio ^(f)		3.303,8	3.483,6	3.566,0	3.572,5	3.592,2	3.601,1
Total Share Return (TSR)	(%)	23	16	52	(34)	7	5

(a) Interamente diluito. Calcolato sul numero medio delle azioni Eni in circolazione durante l'esercizio. L'ammontare in dollari è convertito sulla base del cambio medio di periodo rilevato dalla Reuters (WMR).

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) L'importo 2023 (relativamente al saldo del dividendo) è stimato.

(d) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

(e) Un ADR rappresenta 2 azioni. I dati di utile e cash flow in USD sono convertiti ai cambi medi. I dati sui dividendi in USD sono convertiti al cambio di pagamento.

(f) Calcolato con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

INFORMAZIONI RIGUARDANTI LE AZIONI

		2023	2022	2021	2020	2019	2018
Prezzo per azione - Borsa di Milano							
Massimo	(€)	15,70	14,53	12,75	14,32	15,94	16,76
Minimo		12,16	10,64	8,20	5,89	13,04	13,33
Medio		14,06	12,81	10,56	8,96	14,36	15,25
Fine periodo		15,35	13,29	12,22	8,55	13,85	13,75
Prezzo per ADR^(a) - New York Stock Exchange							
Massimo	(\$)	34,19	32,49	29,70	32,12	36,17	40,09
Minimo		25,80	20,44	19,97	13,71	28,84	30,00
Medio		30,42	27,04	24,98	20,28	32,12	35,98
Fine periodo		34,01	28,66	27,65	20,60	30,92	31,50
Media giornaliera degli scambi	(mln di azioni)	11,44	14,56	17,03	20,40	11,41	12,99
Controvalore	(€ milioni)	160	187	179	178	164	197
Numero azioni in circolazione nell'esercizio ^(b)	(mln di azioni)	3.303,8	3.483,6	3.566,0	3.572,5	3.592,2	3.601,1
Capitalizzazioni di borsa ^(c)							
EUR	(mld)	49,6	47,5	44,1	31,1	50,3	50,0
US \$		54,8	50,7	49,9	38,2	56,5	57,3

(a) Il rapporto di conversione tra ADR e azioni ordinarie è 1 ADR per 2 azioni ordinarie Eni.

(b) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

(c) Prodotto del numero delle azioni in circolazione a fine periodo per il prezzo di riferimento di borsa di fine periodo.

INFORMAZIONI RIGUARDANTI I COLLOCAMENTI DELLE AZIONI

		2001	1998	1997	1996	1995
Prezzi di collocamento	(€/azione)	13,60	11,80	9,90	7,40	5,42
Numero di azioni collocate	(mln di azioni)	200,1	608,1	728,4	647,5	601,9
<i>di cui: per attribuzione bonus share</i>		39,6	24,4	15,0	1,9	
Percentuale del capitale sociale ^(a)	(%)	5,0	15,2	18,2	16,2	15,0
Incasso	(€ milioni)	2.721	6.714	6.869	4.596	3.254

(a) Riferita al capitale sociale al 31 dicembre 2023.

ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'AZIONE ENI SULLA BORSA DI MILANO

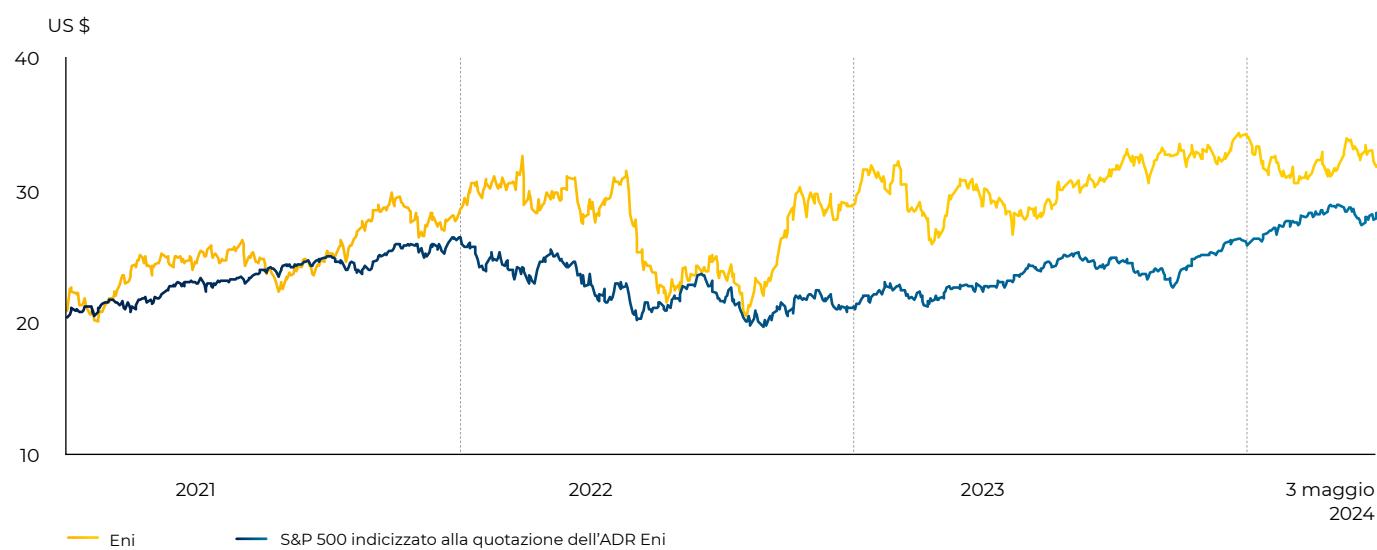
(31 Dicembre 2020 - 3 maggio 2024)



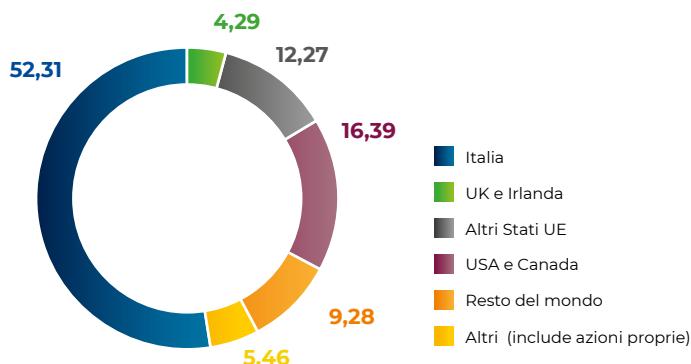
Fonte: Elaborazione Eni su dati BLOOMBERG.

ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'ADR ENI SULLA BORSA DI NEW YORK

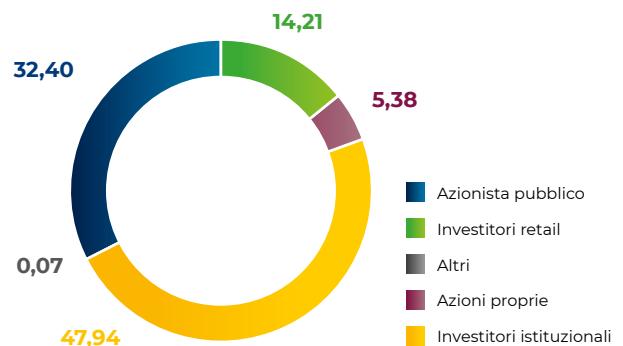
(31 Dicembre 2020 - 3 maggio 2024)



Fonte: Elaborazione Eni su dati BLOOMBERG.

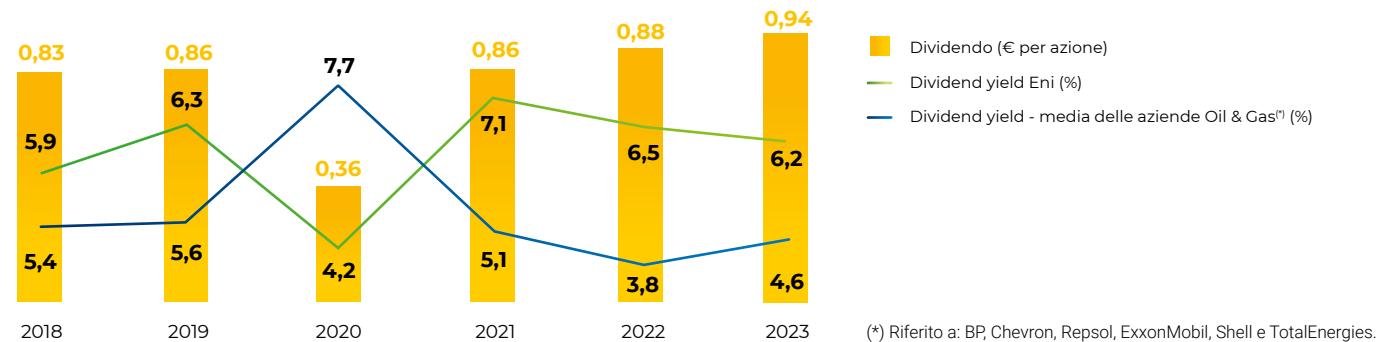
RIPARTIZIONI AZIONARIATO AREA GEOGRAFICA^(a) (%)

(a) Al 13 marzo 2024.

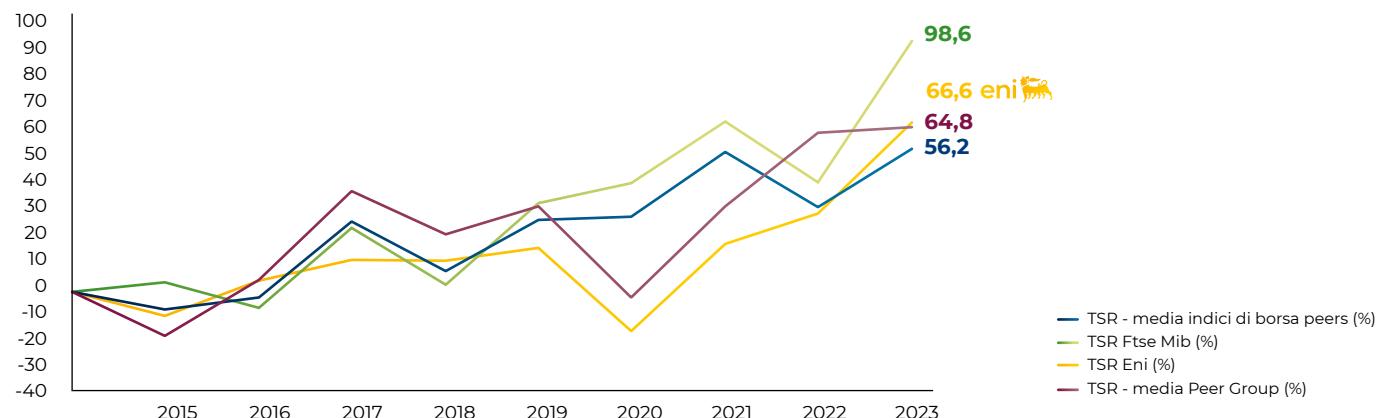
COMPOSIZIONE DELL'AZIONARIATO^(a) (%)

(a) Al 13 marzo 2024.

DIVIDENDO PER AZIONE



TOTAL SHAREHOLDER RETURN (TSR)* (Eni vs. Peer Group e Indici di Borsa di riferimento)



* Variazione percentuale del TSR nel periodo 2015-2023.

NATURAL RESOURCES

Exploration & Production
Global Gas & LNG Portfolio





Exploration & Production



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023	2022	2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,30	0,35	0,25	0,28	0,33	0,30
<i>di cui: dipendenti</i>		0,24	0,12	0,09	0,18	0,18	0,29
<i>contrattisti</i>		0,32	0,42	0,30	0,31	0,37	0,30
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	23.903	31.194	21.742	13.590	23.572	25.744
Utile (perdita) operativo		8.549	15.963	10.113	(610)	7.417	10.214
Utile (perdita) operativo adjusted		9.934	16.469	9.340	1.547	8.640	10.850
Utile (perdita) netto adjusted		5.516	10.834	5.593	124	3.436	4.955
Investimenti tecnici		7.133	6.252	3.824	3.472	6.996	7.901
Profit per boe ^{(c)(d)}	(\$/boe)	14,5	9,8	4,8	3,8	7,7	6,7
Opex per boe ^(e)		8,6	8,4	7,5	6,5	6,4	6,8
Cash Flow per boe		19,4	29,6	20,6	9,8	18,6	22,5
Finding & Development cost per boe ^{(d)(e)}		26,3	24,3	20,4	17,6	15,5	10,4
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		59,35	73,98	51,49	28,92	43,54	47,48
Produzione di idrocarburi ^(e)	(migliaia di boe/giorno)	1.655	1.610	1.682	1.733	1.871	1.851
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.414	6.614	6.628	6.905	7.268	7.153
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,6	11,3	10,8	10,9	10,6	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	69	47	55	43	92	100
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	8.785	8.689	9.409	9.815	10.272	10.448
<i>di cui: all'estero</i>		5.592	5.497	6.045	6.123	6.781	6.971
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	22,92	21,50	22,30	21,10	22,80	24,10
Intensità emissiva di metano (m ³ CH ₄ /m ³ gas venduto) ^(a)	(%)	0,06	0,08	0,09	0,09	0,10	0,16
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine ^(a)	(miliardi di Sm ³)	1,0	1,1	1,2	1,0	1,2	1,4
Net carbon footprint upstream (Scope 1+2) ^(f)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	8,9	9,9	11,0	11,4	14,8	14,8
Oil spill operativi (>1 barile) ^(a)	(barili)	143	845	436	882	985	1.595
Acqua di formazione reiniettata ^(a)	(%)	60	59	58	53	58	60

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

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(c) Relativo alle società consolidate.

(d) Media triennale.

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

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

Nel 2023 il settore Exploration & Production ha registrato una significativa crescita. Il giacimento Baleine in Costa d'Avorio, primo progetto dell'Africa a emissioni nette zero (Scope 1 e 2) è stato avviato in produzione a meno di due anni dalla scoperta, facendo leva sul modello fast-track che consente di ridurre il time-to-market delle riserve. Il progetto Congo Floating LNG ha consegnato il primo carico a fine febbraio 2024, grazie all'utilizzo di tecnologie che hanno permesso uno sviluppo GNL modulare di tipo "small-scale", mai utilizzato in Africa, consentendo di raggiungere lo start-up in tempi record. In Mozambico, il progetto Coral South, primo esempio al mondo di Floating LNG in acque ultra-profonde, ha raggiunto il plateau produttivo. L'esplorazione ha vissuto un altro anno di successi con 900 milioni di boe di nuove risorse, prevalentemente a gas, trainate dalla straordinaria scoperta di Geng in Indonesia, la maggiore del settore nel 2023, nonché dalle attività "near field" in Egitto, Congo e Messico. La produzione di idrocarburi è aumentata del 3% a 1.655 milioni di boe/giorno, in un contesto in cui permane la forte selettività degli investimenti ed il focus sugli sviluppi a gas. L'attività di portafoglio ha dato un contributo fondamentale al rafforzamento del business. L'acquisizione di Neptune Energy, perfezionata a gennaio 2024, è fortemente sinergica al portafoglio di asset a gas e avvicina il settore Exploration & Production in modo significativo agli obiettivi di incrementarne la quota di produzione al 60% entro il 2030 e di decarbonizzazione, essendo gli asset acquisiti caratterizzati da bassa intensità emissiva.

I PAESI DI ATTIVITÀ

Italia

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2023 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 69 mila boe/giorno. L'attività è condotta nel Mare Adriatico e Ionio, nell'Appennino Centro-Meridionale e nell'onshore/offshore siciliano per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 12.365 chilometri quadrati (10.430 chilometri quadrati in quota Eni). Le attività di produzione sono regolate da contratti di concessione in esercizio (24 nell'onshore e 48 nell'offshore).

Mare Adriatico e Ionio

Produzione I principali giacimenti di Barbara, Bonaccia, Cervia-Anna, Clara NW (Eni 51%), Luna ed Hera Lacinia e i relativi satelliti hanno fornito nel 2023 circa il 30% della produzione Eni di gas in Italia. La produzione, operata attraverso una cinquantina di piattaforme fisse in esercizio, è convogliata mediante sealine sulla terraferma per essere immessa nella rete di trasporto nazionale del gas. Le piattaforme e il sistema di sealine sono continuamente sottoposti a rigorosi controlli di sicurezza atti a verificarne l'integrità.

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

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

Appennino Centro-Meridionale

Produzione Eni è operatore della concessione Val d'Agri (Eni 61%) in Basilicata. La produzione proveniente dai giacimenti Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone subisce un primo trattamento presso il centro olio di Viggiano e successivamente viene inviata tramite oleodotto alla Raffineria di Taranto per la lavorazione finale. Nel 2023 i giacimenti della Val d'Agri hanno fornito circa il 49% della produzione di idrocarburi Eni in Italia.

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

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

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

Olio Val d'Agri, che sviluppa programmi di agricoltura sostenibile e di sperimentazione agricola, attività formative rivolte alle scuole e ai centri di formazione tecnica, e programmi di biomonitoraggio attraverso tecniche innovative.

Sicilia

Produzione Eni è operatore in 11 concessioni di coltivazione nell'on-shore e 2 nell'offshore siciliano, che nel 2023 hanno prodotto circa il 13% della produzione Eni in Italia. I principali giacimenti sono Gela, Tresauro (Eni 75%), Giaurone, Fiumetto, Prezioso e Bronte.

Sviluppo Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, sono proseguiti le attività di realizzazione delle facilities funzionali allo sviluppo dei giacimenti di Argo e Cassiopea (Eni 60%). In particolare, nel corso del 2023 è stata posata la condotta sottomarina che porterà il gas dai pozzi di sviluppo alla centrale di trattamento onshore in fase di completamento. L'avvio della produzione di gas è previsto nella prima metà del 2024. Il progetto, grazie alla configurazione e alle scelte progettuali, raggiungerà la carbon neutrality (Scope 1 e 2).

Nell'ambito delle iniziative a supporto delle comunità locali, a seguito della ratifica dell'accordo quadro definitivo con la Fondazione Banco Alimentare Onlus, Banco Alimentare della Sicilia Onlus e il Comune di Gela, proseguono le attività per la creazione di un centro stoccaggio e distribuzione di derrate alimentari destinate alle comunità disagiate. Inoltre, nel 2023 è stato avviato un progetto per il supporto alle spese di logistica e distribuzione delle derrate alimentari da parte del Banco Alimentare della Sicilia Onlus ai soggetti del territorio aderenti al programma.

Resto d'Europa

Norvegia

Eni è presente in Norvegia dal 1965 e opera attraverso la partecipata Vår Energi.

L'attività è condotta nel Mare di Norvegia, nel Mare del Nord e nel Mare di Barents per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 30.177 chilometri quadrati (8.161 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2023 la produzione in quota Eni è stata di 138 mila boe/giorno.

Il portafoglio titoli è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di: (i) 12 licenze esplorative, di cui 5 come operatore, nel febbraio 2023, nell'ambito del processo di gara "2022 Awards in Predefined Areas" (APA) del Ministero norvegese del Petrolio ed Energia; (ii) 16 licenze esplorative, di cui 4 come operatore, nel febbraio 2024, nell'ambito del processo di gara "2023 APA". Le licenze sono distribuite su tutti e tre i principali bacini minerari della piattaforma continentale norvegese. Le nuove licenze si trovano sia in prossimità di aree già in produzione o in corso di sviluppo sia in aree ad alto potenziale esplorativo.

Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione (Production License, PL) che autorizzano il detentore a effettuare rilievi sismici, attività di perforazione e produzione sino alla scadenza contrattuale, con possibilità di rinnovo.

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti operati da Vår Energi di Goliat (Eni 41%) nel Mare di Barents, Marulk (Eni 12,6%) nel Mare di Norvegia nonché Balder & Ringhorne (Eni 56,7%) e Ringhorne East (Eni 44,1%) nel Mare del Nord; nonché dai giacimenti non operati in 36 licenze produttive nella piattaforma continentale norvegese tra cui: Åsgard (Eni 14,28%), Mikkel (Eni 30,50%), Great Ekofisk Area (Eni 7,81%), Snorre (Eni 11,70%), Ormen Lange (Eni 4,00%), Statfjord Unit (Eni 13,47%), Statfjord Satellites East (Eni 12,95%), Statfjord Satellites North (Eni 15,76%), Statfjord Satellites Sygna (Eni 13,24%) e Grane (Eni 17,85%). Nell'ottobre 2023 è stata avviata la produzione del progetto di Breidablikk, con il completamento delle attività di perforazione e collegamento alle facility esistenti nell'area. Lo sviluppo del progetto è stato realizzato attraverso l'utilizzo di tecnologie ad elevata efficienza energetica ed operativa in grado di ridurre le emissioni dirette del progetto.

Sviluppo Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto sanzionato di Johan Castberg con start-up previsto nel 2024; e (ii) il progetto sanzionato di Balder X nella licenza PL 001, nel Mare del Nord. Il progetto include la perforazione di pozzi addizionali, la ricollocazione e upgrading della FPSO Jotun e supporterà lo sviluppo delle nuove scoperte in prossimità dell'area attraverso l'upgrading delle infrastrutture esistenti. Le attività pianificate consentiranno di estendere la produzione dell'hub Balder fino al 2045. Lo start-up è atteso nel 2024.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte: (i) a olio e gas di Countach, nella licenza di Goliat PL 229, nel Mare di Barents; (ii) a olio di Kim, nella licenza PL 185, nel Mare del Nord; (iii) a olio e gas di Crino, nel Mare del Nord; (iv) a gas di Norma, nella licenza PL 984, nel Mare del Nord; e (v) a olio di Svalin M Sør, nella licenza PL 169.

Regno Unito

Eni è presente nel Regno Unito dal 1964. L'attività è localizzata nel Mare del Nord inglese e nel Mare d'Irlanda per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 2.710 chilometri quadrati (2.080 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel 2023, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 39 mila boe/giorno.

In data 23 aprile 2024, Eni ha raggiunto un accordo per aggregare i propri asset di esplorazione e produzione situati nel Regno Unito, esclusi quelli situati nell'East Irish Sea e quelli legati ai progetti CCUS, agli asset di Ithaca Energy, compiendo un passo strategico nel rafforzamento significativo della propria presenza nello UK Continental Shelf. A fronte di tale aggregazione Eni UK riceverà nuove azioni ordinarie del capitale sociale di Ithaca in modo che, al completamento dell'operazione, Eni UK deterrà una partecipazione pari al 38,5% del capitale sociale di Ithaca. L'operazione avrà efficacia a partire dal 30 giugno 2024, con completamento previsto nel terzo trimestre 2024,

subordinatamente al rilascio delle necessarie autorizzazioni regolatorie e di altre condizioni tipiche per operazioni di questa natura. L'operazione permetterà di creare sin da subito un Gruppo aggregato più ampio e più solido, con una produzione nel 2024 superiore ai 100.000 boe/g e un potenziale di crescita organica della produzione unrisked fino a 150.000 boe/g a partire dall'inizio del prossimo decennio. L'operazione replica il successo delle precedenti business combination effettuate da Eni in ambito upstream, in applicazione del proprio modello di business satellitare distintivo.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da contratti di concessione.

Produzione Eni partecipa in 3 aree produttive, di cui come operatore in Liverpool Bay (Eni 100%). Nelle due aree non operate i principali giacimenti sono Elgin/Franklin (Eni 21,87%), Glenelg (Eni 8%), J Block (Eni 33%), Jasmine (Eni 33%) e Jade (Eni 7%).

Sviluppo Le attività hanno riguardato: (i) il programma di sviluppo della scoperta Talbot con first oil a fine 2024; e (ii) le attività di abbandono programmate nella Hewett Area.

Esplorazione Eni al 31 dicembre 2023 partecipa in 2 blocchi esplorativi, 1 dei quali operati, con quote comprese tra il 33% e il 50%.

Africa settentrionale

Algeria

Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2023 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 126 mila boe/giorno.

La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 18.077 chilometri quadrati (7.872 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione Eni in Algeria sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement (PSA) e di concessione.

Produzione La produzione deriva principalmente dai blocchi operati da Eni: (i) i Blocchi 403a/d (Eni dal 65% al 100%); (ii) il Blocco ROM Nord (Eni 35%); (iii) i Blocchi 401a/402a (Eni 100%); (iv) il Blocco 403 (Eni 50%); (v) il Blocco 405b (Eni 75%); (vi) i Blocchi di Sif Fatima II, Zemlet El Arbi e Ourhoud II, nel bacino del Berkine Nord (Eni 49%); (vii) il Blocco di Berkine Sud (Eni 75%); e (viii) le concessioni di In Amenas (Eni 45,89%) e In Salah (Eni 33,15%) situate nel Sahara meridionale, la cui acquisizione da bp è stata finalizzata nel corso del 2023. Inoltre, Eni partecipa nei blocchi non operati 404 e 208 con una quota del 17,5%, a seguito della finalizzazione nel corso dell'anno dei relativi contratti con incremento della quota partecipativa.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) un programma di infilling in alcuni campi dei blocchi 401a/402a, nei blocchi Sif Fatima II, Ourhoud II e Zemlet El Arbi, nonché nelle due concessioni In Amenas e In Salah; (ii) attività di workover nei blocchi 404-208, 405b e 403 nonché la conversione di alcuni pozzi ad iniettori water-alternate-gas (WAG) nel blocco 403; (iii) il potenziamento del terzo treno di trattamento dell'impianto di BRN; (iv) la perforazione e il collegamento di pozzi di infilling nell'area del Berkine sud e il debottlenecking della linea olio.

Inoltre è in costruzione un impianto fotovoltaico da 10 MW nel campo di BRN nel blocco 403, addizionale all'impianto da 10 MW già realizzato nel 2020. Sono in corso di valutazione i programmi per la realizzazione di un impianto fotovoltaico da 12 MW nel campo di MLE nel blocco 405b.

Nel marzo 2024 Eni Foundation ha avviato un progetto a sostegno delle strutture sanitarie nelle aree dell'Haut-Plateau e della regione meridionale dell'Algeria, attraverso la consegna di due cliniche mobili. L'iniziativa conferma l'approccio distintivo e integrato che Eni adotta nei Paesi in cui opera.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas di RODE-1 nella concessione Sif Fatima II. Le attività di sviluppo saranno avviate nel 2024.

Libia

Eni è presente in Libia dal 1959. Nel 2023 la produzione in quota Eni è stata di 169 mila boe/giorno. L'attività è condotta nell'offshore mediterraneo di fronte a Tripoli e nel deserto libico per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 80.048 chilometri quadrati (24.644 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività Eni in Libia sono regolate da contratti di Exploration and Production Sharing Agreement (EPSA).

La Libia è uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico. Nel 2023 la situazione di maggiore stabilità interna ha consentito il regolare svolgimento delle attività estrattive, nonché l'avvio di discussioni con la compagnia di Stato National Oil Corporation (NOC) per possibili futuri sviluppi di riserve gas nel Paese.

Nel gennaio 2023 Eni e la società di Stato NOC hanno firmato un accordo per avviare lo sviluppo delle "Strutture A&E", con l'obiettivo di incrementare la produzione di gas da destinare al mercato domestico e per l'esportazione di volumi in Europa. Lo start-up del progetto è previsto nei prossimi anni. In linea con la strategia di decarbonizzazione di Eni, il progetto prevede anche la costruzione di un impianto di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS). Inoltre nel maggio 2023 Eni e NOC hanno firmato un accordo per l'avvio del progetto di sviluppo di Bouri Gas Utilization (BGUP).

Nel giugno 2023 Eni e il Governo di Unità Nazionale hanno firmato un Memorandum d'Intesa allo scopo di studiare e identificare opportunità di riduzione delle emissioni di gas serra e di sviluppo di energia sostenibile nel Paese, in linea con la strategia di Eni e con gli obiettivi del governo libico nell'accelerazione dei percorsi di decarbonizzazione e transizione energetica.

Produzione La produzione deriva principalmente dalle 6 aree contrattuali; onshore: (i) Area A, comprendente l'ex Concessione 82 (Eni 50%); (ii) Area B, ex Concessione 100 (Bu-Attifel) e il Blocco NC 125 (Eni 50%); (iii) Area E, con il giacimento El Feel (Eni 33,3%); e (iv) Area D, con il Blocco NC 169, nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%); offshore: (i) Area C, con il giacimento a olio di Bouri (Eni 50%); ed (ii) Area D, con il Blocco NC 41, parte del Western Libyan Gas Project (Eni 50%).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il sanzionamento del progetto "Struttura A&E" e l'assegnazione nel corso dell'anno

del contratto EPCI della piattaforma WHPA; (ii) il sanzionamento del progetto BGUP con l'obiettivo di riduzione delle emissioni di CO₂ e valorizzazione del gas associato al giacimento di Bouri; (iii) il progetto di Sabratha Compression per sostenere la produzione del giacimento Bahr Essalem e la futura produzione addizionale del progetto in corso di sviluppo della Struttura A. Il relativo contratto EPCI è stato assegnato nel corso dell'anno e le attività sono in fase di esecuzione; e (iv) sono state realizzate le attività di manutenzione dell'impianto di trattamento delle acque reflue per il Nalut General Hospital nonché la formazione del personale sanitario sulla base degli accordi definiti con il Paese. Nel 2023 è stato avviato un progetto per trattare le acque reflue dell'ospedale di Murzuq, installando un nuovo impianto con una capacità di 250 metri cubi/giorno. Inoltre, è stato firmato un accordo con l'Organizzazione Internazionale per le Migrazioni per incrementare l'occupazione giovanile nel sud del Paese.

Esplorazione Eni è operatore con una quota del 42,5% delle Aree onshore A e B nel bacino del Ghadames e nell'Area offshore C nell'area di Sirte.

Tunisia

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2023 la produzione in quota Eni è stata di 6 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nelle aree desertiche del sud e nell'offshore mediterraneo di fronte a Hammamet, per una superficie complessiva sviluppata di 6.112 chilometri quadrati (2.187 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da contratti di concessione.

Produzione La produzione è fornita principalmente dalle concessioni operate offshore Maamoura e Baraka (Eni 49%), onshore di Adam (Eni 25%), Oued Zar (Eni 50%) e Djebel Grouz (Eni 50%); e non operate di MLD (Eni 50%) ed El Borma (Eni 50%).

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato il completamento dei due pozzi di scoperta Sabeh-01 e Wissal-01 nel permesso esplorativo di Borj El Khadra. Sono in corso studi di ingegneria per definire lo schema di sviluppo delle ultime scoperte con il pozzo di scoperta Anbar-01 perforato nel 2022.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte, nel permesso esplorativo di Borj El Khadra, di Sabeh-01 e di Wissal-01.

Egitto

Eni è presente in Egitto dal 1954; nel 2023 la produzione di idrocarburi è stata di 318 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 19% della produzione annuale Eni di idrocarburi. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 34.038 chilometri quadrati (12.427 chilometri quadrati in quota Eni).

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

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Egitto sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione è fornita principalmente dagli asset operati: (i) dal blocco Shoruk (Eni 50%) nell'offshore del Mediterraneo con il giacimento giant a gas di Zohr; (ii) dalla concessione del Sinai, con i giacimenti Belayim Marine-Land, Abu Rudeis e Sinai Ras Ghara (Eni 100%); (iii) dall'area del Deserto Occidentale, con le concessioni Meleiha (Eni 76%), East Obayed (Eni 75%) e South West Meleiha (Eni 75%); e (iv) dalle concessioni di Baltim (Eni 50%), North El Hammad (37,5%), Nile Delta (Eni 75%), North Port Said (Eni 100%) e Temsah (Eni 50%). Inoltre, Eni partecipa nelle concessioni in produzione di Ras el Barr (Eni 50%) e South Ghara (Eni 25%).

Le produzioni gas del Nile Delta, Temsah, North Port Said e Ras el Barr confluiscano nell'impianto di proprietà United Gas Derivatives Co (Eni 33,33%) dove, dopo l'estrazione dei condensati, il gas residuo viene reimmesso nella rete nazionale GASCO.

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

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

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

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

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

Egitto GNL

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

Africa Sub-Sahariana

Angola

Eni è presente in Angola dal 1980 e opera attraverso Azule Energy, la joint venture paritetica tra Eni e bp.

Azule Energy è il più grande produttore equity indipendente di petrolio e gas del Paese, ed è un esempio del distintivo modello satellitare di Eni progettato per liberare valore. La Società detiene 83 licenze (di cui 56 di sviluppo e 27 esplorative) afferenti a 20 blocchi (di cui 5 esplorativi) oltre alle partecipazioni nella JV Angola LNG e in Solenova, società solare partecipata congiuntamente da Sonangol, che nel marzo 2023 ha avviato la produzione di energia solare dall'impianto fotovoltaico di 25 MW di Caraculo, situato vicino al confine con la Namibia; inoltre prosegue la collaborazione nella Raffineria di Luanda.

L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 45.885 chilometri quadrati (7.633 chilometri quadrati in quota Eni). Nel settembre 2023 Azule e Sonangol hanno firmato un Memorandum of Understanding per sviluppare collaborazioni nell'ambito del programma di decarbonizzazione nel Paese. L'accordo prevede l'identificazione di iniziative nel campo di energia rinnovabile, iniziative in attività low carbon e soluzioni basate sulla natura (Natural Climate Solutions) come progetti di forestry e promuovere l'adozione di forni migliori (Improved Cookstoves - ICS).

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

Le attività di esplorazione e produzione in Angola sono regolate da contratti di concessione, da Production Sharing Agreement e da Risk Service Contract.

Produzione Nel 2023 la produzione in quota Eni è stata di 108 mila boe/giorno. La produzione deriva principalmente dai giacimenti operati del Blocco 31 (Eni 13,33%), Blocco 18 (Eni 23%) e Blocco 15/06 (Eni 18,42%); e non operati del Blocco 17 (Eni 7,9%), Blocco 15 (Eni 21%), Blocco 0 (Eni 4,90%), Blocco 3 e 3/05-A (Eni 6%), Blocco 14 (Eni 10%) e Blocco 14K/A IMI (Eni 5%).

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

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

Congo

Eni è presente in Congo dal 1968. La produzione in quota Eni nel 2023 è stata di 68 mila boe/giorno. L'attività è condotta nell'offshore convenzionale e profondo di fronte a Pointe-Noire e nell'area di Koilou nell'onshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 2.291 chilometri quadrati (1.299 in quota Eni).

Nel marzo 2024, Eni ha finalizzato con Perenco la cessione della partecipazione in diversi permessi nel Paese.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Congo sono regolate da Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione è fornita principalmente dai giacimenti operati di Nené Marine e Litchendjili (Blocco Marine XII, Eni 65%), Ikalou (Eni 85%), Djambala (Eni 50%), Foukanda e Mwafî (Eni 58%), Kitina (Eni 52%), Awa Paloukou (Eni 90%), e M'Boundi (Eni 83%) con una produzione nel 2023 di circa 81 mila boe/giorno (60 mila boe/

giorno in quota Eni). I giacimenti non operati situati nei permessi produttivi Pointe-Noire Grand Fond (Eni 29,75%) e Likouala (Eni 35%) hanno fornito complessivamente circa 22 mila boe/giorno (8 mila boe/giorno in quota Eni).

Nel dicembre 2023 è stato conseguito lo start-up del progetto Congo LNG, attraverso il completamento dell'installazione offshore dell'impianto di liquefazione Tango FLNG, con capacità di circa 1 miliardo di metri cubi di gas per anno, e di Excalibur Floating Storage Unit (FSU). Il piano di sviluppo prevede l'installazione di 2 unità flottanti per la liquefazione del gas (FLNG), 1 unità di stoccaggio GNL (FSU), 7 nuove piattaforme, un impianto di trattamento onshore e la perforazione di 41 pozzi. I principali contratti sono stati assegnati. La seconda FLNG, con una capacità di circa 3,5 miliardi di metri cubi/anno, è attualmente in costruzione. L'avvio produttivo è atteso nel 2025. Il progetto valorizzerà le risorse di gas del permesso Marine XII, anche facendo leva sugli asset esistenti, attraverso uno sviluppo modulare e per fasi, con l'obiettivo di zero gas flaring di routine; ed inoltre contribuirà a soddisfare il fabbisogno di energia del Paese, sfruttando il surplus di gas per la produzione di GNL. Il progetto è previsto raggiungere la capacità di liquefazione gas di circa 4,5 miliardi di metri cubi/anno a plateau. In base agli accordi recentemente firmati, tutto il GNL prodotto sarà commercializzato da Eni.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il completamento delle attività del progetto Néné Fase 2B. In particolare, sono state completate le attività di perforazione e completamento degli ultimi pozzi produttivi previsti.

Nel marzo 2023 è stato inaugurato il Centro di Eccellenza di Oyo per le energie rinnovabili e l'efficientamento energetico, nato dall'accordo siglato da Eni con la Repubblica del Congo nel 2016 per valorizzare le fonti energetiche del Paese, promuovendo al contempo lo sviluppo sociale ed economico. Nel periodo compreso tra il 2023 e il 2028, il Centro sarà gestito da UNIDO, con il progressivo raggiungimento dell'operatività. Nel corso dell'anno è proseguito il supporto al programma integrato nel distretto di HINDA a sostegno dello sviluppo socio-economico delle comunità rurali attraverso iniziative a sostegno dei servizi educativi e sanitari, dell'accesso all'acqua e del settore agricolo tramite un dedicato programma di formazione.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel permesso Marine VI Bis (Eni 65%) con i pozzi di scoperta a gas e condensati di Poalvou Marine 2 e a olio e gas di Mbenga Marine 1. Entrambe le dichiarazioni di scoperta sono state notificate alle autorità competenti.

Costa d'Avorio

Eni è presente in Costa d'Avorio dal 2015. L'attività è concentrata nell'offshore del Paese su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 4.523 chilometri quadrati (3.960 chilometri quadrati in quota Eni). Eni è operatore dell'Area Esclusiva di Sviluppo nel blocco CI-101 AEE e CI-802 AEE (Eni 77,25%) e detiene l'operatorship con una quota del 90% altri cinque permessi esplorativi: CI-802, CI-205, CI-501, CI-401 e CI-801.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da Production Sharing Agreement.

Produzione Nell'agosto 2023, è stato avviato il giacimento offshore di Baleine, che si estende nei blocchi CI-101 e CI-802, con un rapido time-to-market. La produzione del 2023 è stata di 6 mila boe/giorno in quota Eni. Lo start-up produttivo è stato conseguito grazie al distintivo modello Eni di sviluppo per fasi e con approccio fast track, a meno di due anni dalla scoperta e a meno di un anno e mezzo dalla decisione finale di investimento. Il progetto sarà il primo a zero emissioni nette (ambito 1 e 2) del continente africano. La produzione di gas sarà fornita alla rete nazionale, consentendo al Paese di soddisfare il proprio fabbisogno interno di elettricità, facilitando l'accesso all'energia e rafforzando il suo ruolo di hub energetico regionale per i Paesi limitrofi.

Sviluppo Il full field development di Baleine include due ulteriori fasi di sviluppo. La Fase 2 di sviluppo sanzionata prevede il first-oil entro la fine del 2024. I contratti per la realizzazione delle facility addizionali sono stati assegnati e le attività di perforazione e completamento dei pozzi addizionali saranno avviate nel corso del 2024.

Nel 2023, sono stati avviati programmi di sviluppo locale, che prevedono uno spending di \$20 milioni fino al 2027, con interventi nei seguenti settori: (i) salute, attraverso l'avvio di due progetti a supporto complessivamente di 20 centri di salute e cliniche non-profit; (ii) formazione professionale, con un progetto avviato in collaborazione con Iveco Group indirizzato all'inserimento nel mondo del lavoro di 300 giovani; (iii) diversificazione economica, attraverso il kick-off di una partnership con le Nazioni Unite per la realizzazione di un centro di produzione tessile; e (iv) accesso all'educazione, attraverso la ristrutturazione di 20 scuole primarie nel distretto di Abidjan e nella regione del Sud Comoé nonché proseguendo le attività associate di formazione degli insegnanti e distribuzione di materiale scolastico ad oltre 6.500 studenti.

Ghana

Eni è presente in Ghana dal 2009. L'attività è concentrata nell'offshore profondo del Paese su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 1.156 chilometri quadrati (495 chilometri quadrati in quota Eni). Eni è operatore con una quota del 44,44% del permesso Offshore Cape Three Points (OCTP), regolato da un accordo di concessione e con una quota del 42,47% nella licenza esplorativa offshore Cape Three Points Block 4 (CTP-4).

Produzione La produzione dell'anno è stata di 31 mila boe/giorno in quota Eni fornita dal campo di Sankofa nel permesso operato OCTP. L'OCTP è l'unico progetto di sviluppo di gas non associato in acque profonde interamente dedicato al mercato domestico nell'Africa Sub-Sahariana e garantirà al Ghana per almeno 15 anni forniture affidabili di gas, pari al 67% del fabbisogno, ad un prezzo competitivo, dando un contributo sostanziale all'accesso all'energia e allo sviluppo economico del Paese. Il progetto è stato sviluppato in conformità ai requisiti più stringenti in materia ambientale, zero gas flaring e reiniezione dell'acqua prodotta e del gas associato.

Sviluppo Le attività di sviluppo dell’anno del progetto operato OCTP hanno riguardato il completamento: (i) delle attività di upgrading delle facility, della FPSO e della centrale a gas onshore per incrementare la capacità produttiva; (ii) del programma di reiniezione acqua prodotta in giacimento; e (iii) di attività addizionali per migliorare l’affidabilità della fornitura elettrica fornita alla centrale a gas.

Nel 2023 sono stati completati programmi nell’ambito dell’accesso all’educazione e di diversificazione economica. In particolare, sono state svolte iniziative di training per gli insegnanti, campagne di sensibilizzazione sui temi dei diritti umani per gli studenti e le famiglie nonché “starter pack” per l’avvio di attività di business che prevede anche attività di training, di coaching e mentoring per i beneficiari del progetto.

Mozambico

Eni è presente in Mozambico dal 2006 a seguito dell’acquisizione del blocco Area 4 nel bacino offshore di Rovuma, localizzato nell’area settentrionale del Paese. Si tratta di una nuova frontiera nell’industria mondiale degli idrocarburi grazie alle straordinarie scoperte di gas che sono state realizzate a fronte di un’intensa campagna esplorativa nell’arco di soli 3 anni. Ad oggi sono state accertate risorse in posto pari a circa 2.400 miliardi di metri cubi.

L’attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 8.522 chilometri quadrati (3.260 chilometri quadrati in quota Eni).

Produzione La produzione è fornita dal progetto Coral South nel blocco Area 4, primo avvio produttivo nel Paese per lo sviluppo delle scoperte a gas dell’area offshore di Rovuma. Nel 2023 la produzione ha raggiunto il livello di 22 mila boe/giorno in quota Eni. La produzione è convogliata presso l’impianto galleggiante Coral Sul Floating Liquefied Natural Gas (FLNG), per il trattamento, la liquefazione, lo stoccaggio e l’export del GNL con una capacità di 3,4 milioni di tonnellate per anno. La Coral Sul FLNG è stata progettata secondo elevati standard in termini di sicurezza e sostenibilità, dimostrando il commitment di Eni nell’assicurare la sicurezza delle persone, la salvaguardia dell’ambiente circostante e delle comunità locali garantendo allo stesso tempo l’integrità degli asset. Il Sistema di gestione HSE di Coral Sul FLNG ha inoltre ottenuto nel 2023 le certificazioni ISO 14001 (Environment) e 45001 (Occupational health & Safety). La nave è stata realizzata con un approccio orientato all’efficienza energetica e riduzione delle emissioni di CO₂. In particolare, la Coral Sul FLNG raggiunge, tra l’altro, lo zero flaring durante le normali operazioni, utilizza turbine a gas efficienti anche per la generazione di elettricità.

Sviluppo Relativamente ai progetti futuri, al fine di massimizzare la messa in produzione delle riserve dell’Area 4, differenti opzioni sono in corso di analisi da parte degli operatori delegati (Eni ed ExxonMobil), che includono ulteriori scenari di sviluppo offshore, sulla base dell’esperienza di Coral South FLNG, ed onshore anche attraverso sinergie con Area 1.

Esplorazione Nella fase esplorativa Eni è operatore con una quota del 49,55% nel blocco A5-A e con una quota del 60% nel blocco A6-C; partecipa con una quota del 10% nel blocco A5-B.

Nigeria

Eni è presente in Nigeria dal 1962; nel 2023 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 63 mila boe/giorno. L’attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 24.724 chilometri quadrati (6.212 chilometri quadrati in quota Eni).

Nella fase di produzione/sviluppo Eni è operatore nell’onshore delle quattro Oil Mining Leases (OML) 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%) e nell’offshore degli OML 125 (Eni 100%) e OPL 245 (Eni 50%). Eni è partner, inoltre, nell’OML 118 (Eni 12,5%) e attraverso SPDC JV, la principale joint venture petrolifera del Paese, partecipa con una quota del 5% in 15 blocchi onshore e in 1 blocco nell’offshore convenzionale, nonché con una quota del 12,86% in 2 blocchi nell’offshore convenzionale. Nella fase esplorativa Eni è operatore dell’OML 134 (Eni 100%) e OPL 2009 (Eni 49%) nell’offshore e dell’OPL 282 (Eni 90%) e OPL 135 (Eni 48%) nell’onshore. Inoltre, partecipa nell’OML 135 (Eni 12,5%).

Nel settembre 2023, Eni e Oando PLC, la principale società energetica privata nigeriana, hanno siglato l’accordo per la cessione di Nigerian Agip Oil Company Ltd (NAOC Ltd), società interamente controllata da Eni e attiva in Nigeria nell’esplorazione e produzione di idrocarburi onshore e nella generazione di energia elettrica. La quota che NAOC Ltd detiene in SPDC JV non rientra nel perimetro della transazione e rimarrà nel portafoglio Eni. In seguito al completamento dell’operazione con Oando PLC, Eni proseguirà le attività nel Paese concentrandosi sugli asset offshore operati. Eni manterrà nel proprio portafoglio anche le quote detenute negli asset operati da terzi e in Nigeria LNG.

Nel corso dell’anno le attività a supporto delle popolazioni del delta del Niger, oltre al progetto Green River Project che ha sostenuto 50 cooperative agricole tramite schemi di microcredito, hanno riguardato diversi programmi d’intervento, come l’accesso all’acqua, la costruzione e il rispristino di vie di trasporto di alcune comunità dell’area, la distribuzione di borse di studio per studenti di scuola secondaria, post-secondaria e universitari.

L’attività Eni in Nigeria è regolata da Production Sharing Agreement e da contratti di concessione.

Blocchi OML 60, 61, 62 e 63

Produzione Le quattro licenze onshore hanno fornito nel 2023 circa 26 mila boe/giorno in quota Eni. La produzione di liquidi e gas è supportata dall’impianto di Obiafu-Obrikom della capacità di trattamento di circa 35 milioni di metri cubi/giorno di gas e dal terminale di carico a Brass con la capacità di stoccaggio di circa 3,25 milioni di barili di liquidi. La maggior parte del gas viene spedita all’impianto di liquefazione di NLNG (Eni 10,4%) da cui viene successivamente esportato per il mercato internazionale. Parte della produzione di gas è destinata alla centrale termoelettrica a ciclo combinato di Okpai 1 (capacità di 480 MW) e a quella a ciclo aperto nel River State (capacità di 150 MW).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato la perforazione e il completamento di un pozzo per incrementare il livello produttivo di gas nell’area del giacimento di Obiafu nel blocco OML 61.

Blocco OML 118

Produzione Nel 2023 il campo Bonga ha prodotto circa 12 mila boe/giorno in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 225 mila boe/giorno e di 2 milioni di barili di stoccaggio. Il gas associato è esportato all'impianto NLNG di Bonny tramite pipeline.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato la perforazione e il collegamento alle facility produttive di 1 pozzo produttore e 2 pozzi iniettori nel giacimento Bonga.

Blocco OML 125

Produzione La produzione è fornita dal campo di Abo che nel 2023 ha prodotto circa 9 mila boe/giorno in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 40 mila boe/giorno e di oltre 990 mila barili di stoccaggio.

SPDC joint venture (NASE)

Produzione Nel 2023, la produzione in quota Eni è stata pari a circa 16 mila boe/giorno.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione e completamento con conseguente start-up di 7 pozzi produttori a olio nei campi di Ogbo e Tunu; (ii) il completamento e collegamento di 4 pozzi produttivi nell'area di Forcados Yokri; e (iii) lo start-up produttivo di un addizionale pozzo a gas nell'area di Gbaran. Inoltre, nel corso del 2023 è stata sanzionata la FID per il progetto di Epu fase 2.

Nigeria GNL

Eni partecipa con il 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto ha una capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni di tre joint venture SPDC JV, TEPNG JV e della NAOC JV (Eni 20%). I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2023 sono stati pari a circa 21 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd ed attraverso metaniere di terzi con vendita FOB.

Kazakhstan

Eni è presente in Kazakhstan dal 1992, dove è co-operatore del giacimento in produzione di Karachaganak ed è azionista della North Caspian Operating Company (NCOC), operatore del giacimento di Kashagan tramite il North Caspian Sea PSA (NCSPSA).

Inoltre, Eni è partner, al 50% con la Società di Stato KazMunayGas (KMG), della Isatay Operating Company (IOC), operatore del blocco Abay nelle acque kazake del Mar Caspio.

L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 6.244 chilometri quadrati (1.947 chilometri quadrati in quota Eni).

Kashagan

Eni partecipa con il 16,81% nel North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola fino al 2041 i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 3.300 chilometri quadrati (circa 560 chilometri quadrati in quota Eni) localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. Nell'area contrattuale è localizzato il giacimento giant Kashagan, scoperto nel 2000.

Produzione Nel 2023 la produzione in quota Eni è stata di 85 mila boe/giorno. La produzione di liquidi è stabilizzata presso l'impianto di Bolashak per la successiva commercializzazione. Il gas prodotto è in parte trattato e venduto alla compagnia di Stato nazionale, mentre il gas non trattato (circa il 50%) è reiniettato nel giacimento.

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

Karachaganak

Localizzato onshore nella parte occidentale del Paese, Karachaganak (Eni 29,25%) è un giacimento giant che produce petrolio, condensati e gas naturale. Le operazioni condotte dal consorzio Karachaganak Petroleum Operating (KPO) sono regolate da un Production Sharing Agreement. Eni e Shell sono co-operatori.

Produzione Nel 2023 la produzione in quota Eni è stata di 78 mila boe/giorno. L'attività operativa è condotta producendo liquidi (condensati e olio) dalle parti più profonde del giacimento e utilizzando circa il 45% del gas prodotto per la vendita alla centrale di Orenburg in Russia, ed il restante volume per la reiniezione nelle parti superiori del giacimento e per la produzione di fuel gas. La quasi totalità della produzione di liquidi è stabilizzata presso il Karachaganak Processing Complex (KPC) per la successiva commercializzazione sui mercati occidentali attraverso il Caspian Pipeline Consortium (Eni 2%) e tramite la pipeline Atyrau-Samara, anche con una nuova rotta aperta nel 2023 verso la Germania.

Sviluppo Nel corso del 2023 sono proseguite le ulteriori fasi di sviluppo del giacimento Karachaganak, sanzionate nel 2020, che includono: (i) la perforazione di tre nuovi pozzi iniettori; (ii) la realizzazione di una sesta linea di iniezione; (iii) l'installazione di una quinta unità di compressione gas; lo start-up è previsto nel 2024; e (iv) l'installazione di una sesta unità di compressione, ultima fase di sviluppo, sanzionata nel 2022. Lo start-up è previsto nel 2026.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare, gli interventi continui riguardano: (i) la formazione professionale; (ii) la realizzazione di asili

e scuole, manutenzione di strade, costruzione di centri sportivi; e (iii) il supporto medico-sanitario anche attraverso la distribuzione di materiali e attrezzature ad ospedali e cliniche.

Resto dell'Asia

Emirati Arabi Uniti

Eni è presente negli Emirati Arabi Uniti dal 2018. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 32.620 chilometri quadrati (17.830 chilometri quadrati in quota Eni).

Eni partecipa nelle concessioni di produzione di Lower Zakum (Eni 5%) e Umm Shaif/Nasr (Eni 10%). Entrambe le concessioni, della durata di 40 anni, sono nell'offshore di Abu Dhabi con una produzione ad olio, condensati e gas. Inoltre, Eni partecipa con una quota del 50% nella concessione in produzione di Mahani-Area B nell'Emirato di Sharjah.

Eni detiene inoltre una quota del 10% nella concessione offshore di Ghasha (Eni 10%) in sviluppo. Il programma di sviluppo della concessione, che ha durata di 40 anni fino al 2058, è denominato UDR (Undeveloped Discovered Reservoirs) e prevede lo sviluppo di diversi giacimenti, tra cui Dalma, Hail e Ghasha.

Nella fase di esplorazione Eni è operatore: (i) con una quota del 70% nei blocchi esplorativi 1, 2 e 3 nell'offshore di Abu Dhabi; (ii) con una quota del 50% nelle concessioni onshore Area A e Area C nell'Emirato di Sharjah; (iii) con una quota del 90% nel Blocco A offshore e nel Blocco 7 onshore nell'Emirato di Ras al Khaimah.

Nel marzo 2023 Eni ha firmato un Memorandum of Understanding (MoU) con ADNOC per futuri progetti congiunti in ambito di transizione energetica, sostenibilità e decarbonizzazione. L'accordo prevede di valutare potenziali opportunità nei settori delle energie rinnovabili, idrogeno blu e verde, cattura e stoccaggio di CO₂ (CCS), riduzione delle emissioni di gas serra e metano, efficienza energetica, riduzione del flaring di routine e l'impegno nel Global Methane Pledge, per sostenere la sicurezza energetica globale e trarci una transizione energetica equa.

Produzione La produzione dell'anno è stata di 56 mila boe/giorno in quota Eni fornita dai giacimenti di Lower Zakum, Umm Shaif/Nasr nonché dal campo di Mahani.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato: (i) lo sviluppo dei progetti sanzionati Dalma Gas Development nella concessione offshore di Ghasha e il Umm Shaif Long-Term Development Ph.1 nella concessione Umm Shaif e Nasr; (ii) il sanzionamento del progetto di sviluppo dei giacimenti di Hail e Ghasha nella concessione Ghasha. Sono stati assegnati due contratti per la realizzazione degli impianti di trattamento previsti dal progetto; e (iii) sono in corso di studio i programmi di sviluppo delle due recenti scoperte del 2022 nel Blocco 2.

Indonesia

Eni è presente in Indonesia dal 2001; nel 2023 la produzione in quota Eni è stata di 79 mila boe/giorno, prevalentemente gas. L'attività

è concentrata nell'area offshore del Kalimantan orientale, nell'offshore dell'isola di Sumatra e nell'onshore/offshore di West Timor e West Papua.

La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 19.757 chilometri quadrati (12.128 chilometri quadrati in quota Eni) su un totale di 13 blocchi.

Nel 2023, Eni ha acquisito gli asset in produzione e sviluppo di Chevron nell'offshore del Paese. L'operazione consentirà a Eni di accelerare lo sviluppo dei progetti in corso nell'area e l'integrazione con gli asset di Neptune Energy. Questa acquisizione è in linea con la strategia di transizione energetica di Eni, per aumentare la quota di produzione di gas naturale al 60% entro il 2030.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione deriva principalmente: (i) dal blocco operato Muara Bakau (Eni 55%) dove è in produzione il giacimento a gas di Jangkrik. La produzione è assicurata da dodici pozzi sottomarini collegati all'Unità Galleggiante di Produzione (FPU). Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, viene spedito tramite pipeline all'impianto onshore connesso al sistema di trasporto di East Kalimantan per poi raggiungere l'impianto di liquefazione di Bontang. Il gas prodotto è venduto con contratti di lungo termine, sia alla compagnia di Stato indonesiana Pertamina sia alla stessa Eni che lo commercializza nel mercato asiatico; (ii) dal giacimento a gas di Merakes nel blocco operato East Sepinggan (Eni 65%). 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. 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.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto di Merakes East nel blocco operato East Sepinggan, nelle acque profonde del Kalimantan Orientale; (ii) il progetto di Maha nel Blocco offshore di West Ganal (Eni 40%, operatore). Sono state definite le attività del programma di sviluppo; (iii) le attività di upgrading delle facility di compressione gas nel blocco operato di Muara Bakau; e (iv) sono state realizzate numerose iniziative a supporto delle comunità locali sui temi di educazione primaria, accesso all'acqua ed energia rinnovabile, attività di diversificazione economica e per il rafforzamento di competenze in ambito professionale nelle aree di Samboja e Muara Java, nel Kalimantan orientale.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'importante scoperta a gas di Geng North-1, nella licenza offshore operata North Ganal (Eni 50,22%). Le stime preliminari evidenziano volumi complessivi pari a 5 trilioni di piedi cubi (Tcf) di gas e 400 milioni di barili di condensati. Questa scoperta, unitamente alle recenti acquisizioni di Neptune e degli asset di Chevron, apre una serie di opportunità nel settore del gas naturale nel Paese, dove una grande quantità di risorse di gas sarà sviluppata sia in sinergia con gli attuali campi operati da Eni, sia attraverso un nuo-

vo hub di produzione e facendo leva sul terminale di esportazione di GNL di Bontang, e in tal modo contribuirà a trasformare il bacino del Kutei in un nuovo hub mondiale del gas.

Iraq

Eni è presente in Iraq dal 2009 con attività di sviluppo di idrocarburi su una superficie sviluppata di 1.074 chilometri quadrati (446 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di produzione e sviluppo sono regolate da un technical service contract.

Produzione La produzione è fornita dal giacimento Zubair (Eni 41,56%) che nel 2023 ha prodotto 38 mila boe/giorno in quota Eni.

Sviluppo Le attività riguardano l'esecuzione di un'ulteriore fase di sviluppo dell'ERP (Enhanced Redevelopment Plan) per il progetto di Zubair. Le principali facilities sono state già installate. Le attività di sviluppo in corso includono programmi di ampliamento della disponibilità di acqua per mantenere un adeguata pressurizzazione del giacimento nel lungo termine e di espansione della capacità di trattamento e reiniezione acqua.

Le riserve presenti nel giacimento saranno messe progressivamente in produzione grazie alla perforazione di pozzi produttivi addizionali nei prossimi anni e attraverso l'espansione della facility di raccolta dell'acqua e il completamento dei pozzi di reiniezione della stessa. Nel 2023 è proseguito l'impegno di Eni con progetti in ambito scolastico, sanitario, ambientale e di accesso all'acqua. In particolare: (i) la costruzione di un nuovo edificio scolastico a Zubair, con completamento atteso nel 2024, nonché interventi di ristrutturazione e fornitura di materiale alle scuole; (ii) è stata completata la costruzione di un dipartimento di medicina nucleare e di un nuovo reparto di oncologia pediatrica presso il Basra Cancer Children Hospital; e (iii) è stato completato l'impianto di fornitura di acqua potabile di Al-Bardjazia nell'area di Zubair e prosegue la costruzione del nuovo impianto di Al-Buradeiah a Bassora.

Qatar

Eni è presente in Qatar dal 2022 a seguito dell'acquisizione della quota del 3% nel progetto giant North Field Est LNG. Il progetto prevede la costruzione di quattro treni con una capacità combinata di liquefazione pari a 32 milioni di tonnellate/anno. L'avvio produttivo è previsto entro la fine del 2025 e il programma di sviluppo impiegherà tecnologie e processi all'avanguardia per minimizzare l'impronta carbonica complessiva.

Le attività operative relative allo sviluppo del progetto e alla produzione ed esportazione del GNL e degli altri prodotti sono affidate a QatarEnergy LNG, società controllata da QatarEnergy, cui partecipano Eni ed altre compagnie internazionali.

Nel 2023 Eni ha firmato un contratto a lungo termine con QatarEnergy LNG per la fornitura fino a 1,5 miliardi di metri cubi anno di GNL. I volumi disponibili saranno consegnati al terminale di rigassificazione attualmente collocato a Piombino, con consegne previste a par-

tire dal 2026 per una durata di 27 anni, contribuendo alla sicurezza degli approvvigionamenti in Italia.

Timor Leste

Eni è presente in Timor Leste dal 2006 con attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi su una superficie sviluppata e non sviluppata di 6.644 chilometri quadrati (5.960 chilometri quadrati in quota Eni). Eni partecipa nel Blocco in produzione PSC-TL-SO-T 19-13 con una quota del 10,99%. Inoltre, Eni detiene quote di partecipazione in 2 licenze esplorative.

Nel dicembre 2023, Eni ha ottenuto una nuova licenza esplorativa per il blocco TL-SO-22-23 nel mare di Timor.

Produzione La produzione deriva principalmente dal giacimento a gas e liquidi di Bayu Undan che ha prodotto 23 mila boe/giorno (circa 2 mila boe/giorno in quota Eni) nel 2023. La produzione di liquidi è supportata da due piattaforme di trattamento e da un'unità FSO. Il gas è trattato presso l'impianto di liquefazione di Darwin della capacità di 3,6 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti alla carica di 5 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale). Nel corso dell'anno il GNL prodotto è stato commercializzato su base spot sui mercati internazionali. La produzione di Bayu Undan è attesa terminare nel 2024; i volumi residui di gas prodotti sono commercializzati sul mercato interno.

Turkmenistan

Eni è presente in Turkmenistan dal 2008 a seguito dell'acquisizione di Burren Energy Plc. L'attività è condotta nel blocco onshore Nebit Dag nella parte occidentale del Paese per una superficie sviluppata di 200 chilometri quadrati (180 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2023, la produzione in quota Eni è stata di 7 mila boe/giorno.

Le operazioni sono regolate da un Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione è fornita essenzialmente dal giacimento a olio di Burun. L'olio prodotto è trattato dalla locale Raffineria di Turkmenbashi. Eni viene compensata dalle Autorità turkmene con un'equivalente quantità, in valore, di greggio al terminale di Okarem, sulla costa meridionale del Mar Caspio, dove è venduta FOB. Il gas associato è utilizzato per gas lift ed è ceduto a Turkmenneft, tramite il grid locale.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato essenzialmente la perforazione di pozzi di infilling per massimizzare il recupero degli idrocarburi del campo di Burun.

America

Messico

Eni è presente in Messico dal 2015 con attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi su una superficie sviluppata e non sviluppata di 5.232 chilometri quadrati (3.442 chilometri quadrati in quota Eni) distribuiti su 8 blocchi, di cui 7 operati, nell'offshore del Golfo del Messico.

Eni è operatore della licenza in produzione di Area 1 con una quota del 100%, dove si trovano i campi di Amoca, Mitzón e Tecalli. Nella fase esplorativa Eni è operatore delle licenze di Area 10 (Eni 76%), Area 14 (Eni 60%), Area 7 (Eni 64%), Area 9 (Eni 50%), Area 24 (Eni 65%) e Area 28 (Eni 75%). Inoltre, Eni partecipa con una quota del 40% nel Blocco OBO Area 12.

Sulla base del Memorandum of Understanding stipulato nel 2022 con l'Organizzazione delle Nazioni Unite per l'Educazione, la Scienza e la Cultura (UNESCO) sono in corso di definizione iniziative congiunte per lo sviluppo sostenibile dell'economia locale attraverso la protezione del patrimonio naturale e culturale, la diversificazione economica e per il rispetto e la promozione dei diritti umani e l'inclusione. Le attività di esplorazione e sviluppo nel Paese sono regolate da PSA e da un contratto di concessione per la licenza di Area 24.

Produzione La produzione deriva dalla licenza operata Area 1, che nel 2023 ha prodotto 26 mila boe/giorno.

Sviluppo Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato l'ultima fase di sviluppo full field della licenza operata Area 1. In particolare, le attività prevedono la costruzione ed installazione di ulteriori due piattaforme nel campo di Amoca e Tecalli. Inoltre, sono in corso le attività di drilling per completare i pozzi previsti nel piano di sviluppo con conseguente ramp-up produttivo.

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

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta Yatzil nella licenza operata Area 7.

Stati Uniti

Eni è presente negli Stati Uniti dal 1968 e opera nel Golfo del Messico e in Alaska. La superficie sviluppata e non sviluppata si estende per 1.137 chilometri quadrati (631 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2023 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 55 mila boe/giorno.

Nel febbraio 2023 Eni ha finalizzato la cessione dell'area in produzione Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, in Texas, contenente riserve di gas non convenzionale (shale gas).

Le attività di esplorazione e produzione di Eni negli Stati Uniti sono regolate da contratti di concessione.

Golfo del Messico

Eni partecipa in 45 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 15 come operatore.

Produzione I principali giacimenti operati con una quota del 100% sono Allegheny, Appaloosa, Pegasus, Devils Tower e Triton nonché Longhorn con una quota del 75%. Inoltre, Eni partecipa nei giacimenti di Europa (Eni 32%), Medusa (Eni 25%), Lucius (Eni 14,45%), K2 (Eni 13,4%), Frontrunner (Eni 37,5%) e Heidelberg (Eni 12,5%). La produzione nel 2023 è stata di 35 mila boe/giorno in quota Eni.

Alaska

Eni è operatore in 27 blocchi di esplorazione e sviluppo e partecipa in 1 blocco.

Produzione I principali giacimenti sono Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Oooguruk (Eni 100%, operatore) con una produzione complessiva nel 2023 pari a circa 20 mila barili/giorno in quota Eni.

Venezuela

Eni è presente in Venezuela dal 1998; nel 2023 la produzione in quota Eni è stata di 58 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore del Golfo del Venezuela e Golfo di Paria e nell'onshore dell'Orinoco per una superficie sviluppata e non sviluppata di 2.804 chilometri quadrati (1.066 chilometri quadrati in quota Eni).

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti a gas di Perla (Eni 50%), localizzato nel Golfo del Venezuela, a olio di Junín 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, ed a olio di Corocoro (Eni 26%), nel Golfo di Paria.

Australia e Oceania

Australia

Eni è presente in Australia dal 2001; nel 2023 la produzione in quota Eni è stata di 7 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 3.336 chilometri quadrati (2.751 chilometri quadrati in quota Eni).

La principale area di produzione partecipata da Eni si trova nel blocco WA-33-L (Eni 100%). Inoltre, Eni partecipa in 2 licenze esplorative.

Produzione La produzione deriva dal giacimento a gas Blacktip, in produzione dal 2009. Lo sfruttamento del giacimento avviene tramite una piattaforma di produzione collegata attraverso una pipeline della lunghezza di 108 chilometri a un impianto di trattamento del gas onshore della capacità di 1,2 miliardi di metri cubi/anno. Il gas è fornito alla società australiana Power & Water Utility Co per l'alimentazione di una centrale di generazione elettrica sulla base di un contratto della durata di 25 anni.

Riserve certe di idrocarburi

(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023^(a)										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2022										
di cui: sviluppate	352	78	806	904	813	941	675	285	79	4.933
non sviluppate	271	73	329	655	460	881	383	207	43	3.302
Acquisizioni	81	5	477	249	353	60	292	78	36	1.631
Revisioni di precedenti stime	47	(4)	223	(95)	56	52	58	5	(39)	303
Miglioramenti di recupero assistito			44							44
Estensioni e nuove scoperte			1		1		103			105
Produzione	(25)	(14)	(109)	(116)	(61)	(60)	(67)	(30)	(3)	(485)
Cessioni							(36)	(22)		(58)
Riserve al 31 dicembre 2023	374	60	964	694	809	933	733	238	37	4.842
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2022										
di cui: sviluppate	473	9			531		383	285		1.681
non sviluppate	257	9			338			285		889
Acquisizioni	216				193		383			792
Revisioni di precedenti stime	3				8		(5)	3		9
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte					2					2
Produzione	(50)	(1)		(47)			(21)			(119)
Cessioni		(1)								(1)
Riserve al 31 dicembre 2023	425	8	494		378	267				1.572
Riserve al 31 dicembre 2023	374	485	972	694	1.303	933	1.111	505	37	6.414
Sviluppate	261	291	388	555	787	872	379	451	11	3.995
consolidate	261	56	380	555	482	872	379	184	11	3.180
joint venture e collegate	235		8		305			267		815
Non sviluppate	113	194	584	139	516	61	732	54	26	2.419
consolidate	113	4	584	139	327	61	354	54	26	1.662
joint venture e collegate		190			189		378			757

(a) Con effetto 1° gennaio 2023, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00675 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00671 barili di petrolio). L'effetto sulle riserve certe di idrocarburi è pari a 21 milioni di boe.

(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022^(a)										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2021	369	81	820	992	1.145	1.032	762	288	82	5.571
di cui: sviluppate	283	80	373	852	766	963	445	203	51	4.016
non sviluppate	86	1	447	140	379	69	317	85	31	1.555
Acquisizioni	1		18				3			22
Revisioni di precedenti stime	12	9	49	27	(111)	(45)	(23)	17	1	(64)
Miglioramenti di recupero assistito			3				4			7
Estensioni e nuove scoperte		4	13	11	90					118
Produzione	(30)	(16)	(97)	(126)	(84)	(46)	(63)	(27)	(4)	(493)
Cessioni					(227)		(1)			(228)
Riserve al 31 dicembre 2022	352	78	806	904	813	941	675	285	79	4.933
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2021	502		10		263			282		1.057
di cui: sviluppate	261		10		39			282		592
non sviluppate	241				224					465
Acquisizioni					168		383			551
Revisioni di precedenti stime	66				64			22		152
Miglioramenti di recupero assistito					4					4
Estensioni e nuove scoperte	7				54					61
Produzione	(53)		(1)		(22)			(19)		(95)
Cessioni	(49)									(49)
Riserve al 31 dicembre 2022	473	9	531	383	285					1.681
Riserve al 31 dicembre 2022	352	551	815	904	1.344	941	1.058	570	79	6.614
Sviluppate	271	330	338	655	798	881	383	492	43	4.191
consolidate	271	73	329	655	460	881	383	207	43	3.302
joint venture e collegate		257	9		338			285		889
Non sviluppate	81	221	477	249	546	60	675	78	36	2.423
consolidate	81	5	477	249	353	60	292	78	36	1.631
joint venture e collegate		216			193		383			792

(a) Con effetto 1° gennaio 2022, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00671 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00665 barili di petrolio). L'effetto sulle riserve certe di idrocarburi è pari a 30 milioni di boe.

(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020										
di cui: sviluppate	243	73	798	1.110	1.352	1.182	879	256	91	5.984
non sviluppate	199	68	434	1.022	799	1.093	424	162	60	4.261
Acquisizioni	44	5	364	88	553	89	455	94	31	1.723
Revisioni di precedenti stime	156	22	109	11	(149)	(97)	(52)	45	(3)	42
Miglioramenti di recupero assistito					2			10		12
Estensioni e nuove scoperte		1	8	2	51					62
Produzione	(30)	(15)	(95)	(131)	(106)	(53)	(65)	(25)	(6)	(526)
Cessioni					(5)					(5)
Riserve al 31 dicembre 2021	369	81	820	992	1.145	1.032	762	288	82	5.571
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020										
di cui: sviluppate	496	14			87			324		921
non sviluppate	254	14			47			324		639
Acquisizioni	242				40					282
Revisioni di precedenti stime	61	(3)			183			(25)		216
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		8								8
Produzione	(63)	(1)			(7)			(17)		(88)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2021	502	10			263			282		1.057
Riserve al 31 dicembre 2021	369	583	830	992	1.408	1.032	762	570	82	6.628
Sviluppate	283	341	383	852	805	963	445	485	51	4.608
consolidate	283	80	373	852	766	963	445	203	51	4.016
joint venture e collegate	261	10			39			282		592
Non sviluppate	86	242	447	140	603	69	317	85	31	2.020
consolidate	86	1	447	140	379	69	317	85	31	1.555
joint venture e collegate		241			224					465

(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020^(a)										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019										
Riserve al 31 dicembre 2019	333	89	974	1.225	1.453	1.108	742	268	95	6.287
di cui: sviluppate	258	82	553	1.033	863	1.046	372	182	61	4.450
non sviluppate	75	7	421	192	590	62	370	86	34	1.837
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(51)	3	(84)	(9)	26	133	185	11	2	216
Miglioramenti di recupero assistito							5			5
Estensioni e nuove scoperte				1			11	5		17
Produzione	(39)	(19)	(92)	(107)	(127)	(59)	(64)	(28)	(6)	(541)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	243	73	798	1.110	1.352	1.182	879	256	91	5.984
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019										
Riserve al 31 dicembre 2019	567	16		63			335			981
di cui: sviluppate	330	16		23			335			704
non sviluppate	237			40						277
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(33)			32			4			3
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte	30									30
Produzione	(68)	(2)		(8)			(15)			(93)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	496	14	87				324			921
Riserve al 31 dicembre 2020	243	569	812	1.110	1.439	1.182	879	580	91	6.905
Sviluppate	199	322	448	1.022	846	1.093	424	486	60	4.900
consolidate	199	68	434	1.022	799	1.093	424	162	60	4.261
joint venture e collegate	254		14		47			324		639
Non sviluppate	44	247	364	88	593	89	455	94	31	2.005
consolidate	44	5	364	88	553	89	455	94	31	1.723
joint venture e collegate		242			40					282

(a) Con effetto 1° gennaio 2020, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00665 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00653 barili di petrolio). L'effetto sulle riserve certe di idrocarburi è pari a 67 milioni di boe.

(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018										
di cui: sviluppate	428	106	1.022	1.246	1.361	1.066	700	302	125	6.356
non sviluppate	336	99	582	764	895	925	403	170	87	4.261
Acquisizioni	92	7	440	482	466	141	297	132	38	2.095
Revisioni di precedenti stime	(50)	2	90	106	190	97	67	(20)	(23)	459
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		1		2	35		53	10		101
Produzione	(45)	(20)	(138)	(129)	(129)	(55)	(69)	(25)	(7)	(617)
Cessioni ^(a)					(4)		(9)	(29)		(42)
Riserve al 31 dicembre 2019	333	89	974	1.225	1.453	1.108	742	268	95	6.287
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018										
di cui: sviluppate	363	14		68			352			797
non sviluppate	205	14		17			347			583
Acquisizioni	158			51			5			214
Revisioni di precedenti stime	184									
Revisioni di precedenti stime	59	3		3			(3)			62
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte	6									6
Produzione	(39)	(1)		(8)			(14)			(62)
Cessioni	(6)									(6)
Riserve al 31 dicembre 2019	567	16	63				335			981
Riserve al 31 dicembre 2019	333	656	990	1.225	1.516	1.108	742	603	95	7.268
Sviluppate	258	412	569	1.033	886	1.046	372	517	61	5.154
consolidate	258	82	553	1.033	863	1.046	372	182	61	4.450
joint venture e collegate	330	16		23			335			704
Non sviluppate	75	244	421	192	630	62	370	86	34	2.114
consolidate	75	7	421	192	590	62	370	86	34	1.837
joint venture e collegate	237			40						277

(a) Include circa 4 milioni di boe parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make-up) dei volumi pagati.

(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017										
Riserve al 31 dicembre 2017	422	525	1.052	1.078	1.436	1.150	427	203	137	6.430
di cui: sviluppate	350	360	532	463	856	891	238	176	101	3.967
non sviluppate	72	165	520	615	580	259	189	27	36	2.463
Acquisizioni							332			332
Revisioni di precedenti stime	40	15	114	431	34	(32)	(39)	31	(4)	590
Miglioramenti di recupero assistito				7			6			13
Estensioni e nuove scoperte	16				14		39	100		169
Produzione	(50)	(71)	(144)	(110)	(123)	(52)	(65)	(27)	(8)	(650)
Cessioni		(363)		(160)				(5)		(528)
Riserve al 31 dicembre 2018	428	106	1.022	1.246	1.361	1.066	700	302	125	6.356
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017										
Riserve al 31 dicembre 2017			14		75		1	470		560
di cui: sviluppate			14		20		1	359		394
non sviluppate					55			111		166
Acquisizioni		363								363
Revisioni di precedenti stime			1					(100)		(99)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)		(7)			(18)		(26)
Cessioni							(1)			(1)
Riserve al 31 dicembre 2018	363	14	68					352		797
Riserve al 31 dicembre 2018	428	469	1.036	1.246	1.429	1.066	700	654	125	7.153
Sviluppate	336	304	596	764	912	925	403	517	87	4.844
consolidate	336	99	582	764	895	925	403	170	87	4.261
joint venture e collegate		205	14		17			347		583
Non sviluppate	92	165	440	482	517	141	297	137	38	2.309
consolidate	92	7	440	482	466	141	297	132	38	2.095
joint venture e collegate		158			51			5		214

Riserve certe di petrolio

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2022	188	36	364	167	367	644	433	234	1	2.434
<i>di cui: sviluppate</i>	139	32	201	135	212	585	231	171	1	1.707
<i>non sviluppate</i>	49	4	163	32	155	59	202	63		727
Acquisizioni			4							4
Revisioni di precedenti stime	34	(2)	61	(3)	(2)	35	35	3	(1)	160
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte							50			50
Produzione	(11)	(7)	(45)	(25)	(31)	(42)	(31)	(24)		(216)
Cessioni							(2)			(2)
Riserve al 31 dicembre 2023	211	27	384	139	334	637	485	213		2.430
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020	350	8		235		100	27			720
<i>di cui: sviluppate</i>	173	8		135			27			343
<i>non sviluppate</i>	177			100		100				377
Acquisizioni			2							2
Revisioni di precedenti stime	9	(1)		2			10			20
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione	(32)	(1)		(32)			(1)			(66)
Cessioni	(1)									(1)
Riserve al 31 dicembre 2023	326	6	207		110	26				675
Riserve al 31 dicembre 2023	211	353	390	139	541	637	595	239		3.105
Sviluppate	136	191	210	122	332	576	240	189		1.996
consolidate	136	24	204	122	225	576	240	163		1.690
joint venture e collegate		167	6		107			26		306
Non sviluppate	75	162	180	17	209	61	355	50		1.109
consolidate	75	3	180	17	109	61	245	50		740
joint venture e collegate		159			100		110			369

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totali
2022										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2021	197	34	393	210	589	710	476	237	1	2.847
<i>di cui: sviluppate</i>	146	34	225	164	435	641	262	164	1	2.072
<i>non sviluppate</i>	51		168	46	154	69	214	73		775
Acquisizioni	1		17					2		20
Revisioni di precedenti stime	3	6	(8)	(16)	(62)	(34)	(15)	13		(113)
Miglioramenti di recupero assistito			2					4		6
Estensioni e nuove scoperte		3	5	1	61					70
Produzione	(13)	(7)	(45)	(28)	(51)	(32)	(28)	(22)		(226)
Cessioni					(170)					(170)
Riserve al 31 dicembre 2022	188	36	364	167	367	644	433	234	1	2.434
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020	378	9		21			6			414
<i>di cui: sviluppate</i>	175	9		9			6			199
<i>non sviluppate</i>	203			12						215
Acquisizioni				132		100				232
Revisioni di precedenti stime	38			37			22			97
Miglioramenti di recupero assistito				4						4
Estensioni e nuove scoperte	4			54						58
Produzione	(33)	(1)		(13)			(1)			(48)
Cessioni	(37)									(37)
Riserve al 31 dicembre 2022	350	8	235		100	27				720
Riserve al 31 dicembre 2022	188	386	372	167	602	644	533	261	1	3.154
Sviluppate	139	205	209	135	347	585	231	198	1	2.050
consolidate	139	32	201	135	212	585	231	171	1	1.707
joint venture e collegate		173	8		135			27		343
Non sviluppate	49	181	163	32	255	59	302	63		1.104
consolidate	49	4	163	32	155	59	202	63		727
joint venture e collegate		177			100		100			377

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020	178	34	383	227	624	805	579	224	1	3.055
di cui: sviluppate	146	31	243	172	469	716	297	143	1	2.218
non sviluppate	32	3	140	55	155	89	282	81		837
Acquisizioni								1		1
Revisioni di precedenti stime	32	8	49	11	21	(58)	(74)	21		10
Miglioramenti di recupero assistito					2			10		12
Estensioni e nuove scoperte		(1)	6	2	16					23
Produzione	(13)	(7)	(45)	(30)	(72)	(37)	(29)	(19)		(252)
Cessioni					(2)					(2)
Riserve al 31 dicembre 2021	197	34	393	210	589	710	476	237	1	2.847
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020	400		12		18			30		460
di cui: sviluppate	176		12		15			30		233
non sviluppate	224				3					227
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	17		(2)		4			(23)		(4)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		2								2
Produzione	(41)		(1)		(1)			(1)		(44)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2021	378	9	21					6		414
Riserve al 31 dicembre 2021	197	412	402	210	610	710	476	243	1	3.261
Sviluppate	146	209	234	164	444	641	262	170	1	2.271
consolidate	146	34	225	164	435	641	262	164	1	2.072
joint venture e collegate	175		9		9			6		199
Non sviluppate	51	203	168	46	166	69	214	73		990
consolidate	51		168	46	154	69	214	73		775
joint venture e collegate	203				12					215

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019										
Riserve al 31 dicembre 2019	194	41	468	264	694	746	491	225	1	3.124
di cui: sviluppate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
non sviluppate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	1	1	(44)	(14)	10	100	114	16		184
Miglioramenti di recupero assistito							5			5
Estensioni e nuove scoperte							1	4		5
Produzione	(17)	(8)	(41)	(23)	(80)	(41)	(32)	(21)		(263)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	178	34	383	227	624	805	579	224	1	3.055
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019										
Riserve al 31 dicembre 2019	424	12		10			31			477
di cui: sviluppate	219	12		7			31			269
non sviluppate	205			3						208
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(11)		9						(2)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		30								30
Produzione		(43)		(1)			(1)			(45)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	400	12	18				30			460
Riserve al 31 dicembre 2020	178	434	395	227	642	805	579	254	1	3.515
Sviluppate	146	207	255	172	484	716	297	173	1	2.451
consolidate	146	31	243	172	469	716	297	143	1	2.218
joint venture e collegate	176		12		15			30		233
Non sviluppate	32	227	140	55	158	89	282	81		1.064
consolidate	32	3	140	55	155	89	282	81		837
joint venture e collegate		224			3					227

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018										
di cui: sviluppate	208	48	493	279	718	704	476	252	5	3.183
non sviluppate	156	44	317	153	551	587	252	143	5	2.208
Acquisizioni	52	4	176	126	167	117	224	109		975
Revisioni di precedenti stime	5	1	37	10	46	79	45	(16)	(4)	203
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte				2	21		2	9		34
Produzione	(19)	(8)	(62)	(27)	(90)	(37)	(32)	(20)		(295)
Cessioni ^(a)					(1)			(29)		(30)
Riserve al 31 dicembre 2019	194	41	468	264	694	746	491	225	1	3.124
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018										
di cui: sviluppate	297	11			12				37	357
non sviluppate	154	11			8				32	205
Acquisizioni	143				4				5	152
Revisioni di precedenti stime	109									109
Miglioramenti di recupero assistito	45	2							-5	42
Estensioni e nuove scoperte	6									6
Produzione	(27)	(1)			(2)			(1)		(31)
Cessioni	(6)									(6)
Riserve al 31 dicembre 2019	424	12	10					31		477
Riserve al 31 dicembre 2019	194	465	480	264	704	746	491	256	1	3.601
Sviluppate	137	256	313	149	526	682	245	179	1	2.488
consolidate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
joint venture e collegate	219	12			7			31		269
Non sviluppate	57	209	167	115	178	64	246	77		1.113
consolidate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
joint venture e collegate	205				3					208

(a) Include 0,6 milioni di boe parte di un long term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make-up) dei volumi pagati.

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Settentrionale	Africa	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018											
Società consolidate											
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	476	280	764	766	232	162	7	3.262	
di cui: sviluppate	169	219	306	203	546	547	81	144	5	2.220	
non sviluppate	46	141	170	77	218	219	151	18	2	1.042	
Acquisizioni								319			319
Revisioni di precedenti stime	15	6	73	21	30	(27)	(54)	23	(1)	86	
Miglioramenti di recupero assistito				7				6			13
Estensioni e nuove scoperte						13		1	86		100
Produzione	(22)	(40)	(56)	(28)	(89)	(35)	(28)	(19)	(1)	(318)	
Cessioni		(278)		(1)							(279)
Riserve al 31 dicembre 2018	208	48	493	279	718	704	476	252	5	3.183	
Società in joint venture e collegate											
Riserve al 31 dicembre 2017				12		12			136		160
di cui: sviluppate				12		6			25		43
non sviluppate						6			111		117
Acquisizioni		297									297
Revisioni di precedenti stime					1			(96)			(95)
Miglioramenti di recupero assistito											
Estensioni e nuove scoperte											
Produzione			(1)		(1)			(3)			(5)
Cessioni											
Riserve al 31 dicembre 2018	297	11			12			37		357	
Riserve al 31 dicembre 2018	208	345	504	279	730	704	476	289	5	3.540	
Sviluppate	156	198	328	153	559	587	252	175	5	2.413	
consolidate	156	44	317	153	551	587	252	143	5	2.208	
joint venture e collegate		154		11		8			32		205
Non sviluppate	52	147	176	126	171	117	224	114		1.127	
consolidate	52	4	176	126	167	117	224	109		975	
joint venture e collegate		143			4			5		152	

Riserve certe di gas naturale

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totali
2023										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2022										
di cui: sviluppate	24.605	6.329	65.801	109.895	66.294	44.180	36.268	7.457	11.530	372.359
non sviluppate	19.681	6.047	18.963	77.358	36.992	44.180	22.550	5.502	6.321	237.594
Acquisizioni	4.924	282	46.838	32.537	29.302		13.718	1.955	5.209	134.765
Revisioni di precedenti stime	282	(297)	23.557	(14.331)	8.331	2.219	3.147	168	(5.720)	18.962
Miglioramenti di recupero assistito			6.071							6.071
Estensioni e nuove scoperte			103		128		7.814			8.045
Produzione ^(a)	(2.183)	(1.125)	(9.485)	(13.540)	(4.545)	(2.633)	(5.289)	(714)	(390)	(39.904)
Cessioni			(11)				(5.021)	(3.208)		(8.240)
Riserve al 31 dicembre 2023	24.310	4.907	85.944	82.116	70.208	43.766	36.919	3.703	5.420	357.293
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2022										
di cui: sviluppate	18.314	246		44.203		42.179	38.395			143.337
non sviluppate	12.557	246		30.298			38.395			81.496
Acquisizioni	5.757			13.905		42.179				61.841
Revisioni di precedenti stime	(900)	163		632		(2.387)	197			(2.295)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione ^(b)	(2.740)	(29)		(2.345)			(2.892)			(8.006)
Cessioni	(53)									(53)
Riserve al 31 dicembre 2023	14.621	380	42.490	39.792	35.700					132.983
Riserve al 31 dicembre 2023	24.310	19.528	86.324	82.116	112.698	43.766	76.711	39.403	5.420	490.276
Sviluppate	18.504	14.907	26.411	64.045	67.545	43.766	20.536	38.700	1.652	296.066
consolidate	18.504	4.725	26.031	64.045	38.241	43.766	20.536	3.000	1.652	220.500
joint venture e collegate	10.182	380		29.304			35.700			75.566
Non sviluppate	5.806	4.621	59.913	18.071	45.153		56.175	703	3.768	194.210
consolidate	5.806	182	59.913	18.071	31.967		16.383	703	3.768	136.793
joint venture e collegate		4.439			13.186		39.792			57.417

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.847 Mscm.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 926 Mscm.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totali
2022										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	7.005	64.357	117.547	83.628	48.296	43.101	7.753	12.103	409.784
di cui: sviluppate	20.635	6.849	22.119	103.519	49.801	48.287	27.501	5.936	7.525	292.172
non sviluppate	5.359	156	42.238	14.028	33.827	9	15.600	1.817	4.578	117.612
Acquisizioni	2		175					63		240
Revisioni di precedenti stime	1.110	412	7.920	5.470	(8.081)	(2.064)	(1.512)	476	(32)	3.699
Miglioramenti di recupero assistito			40							40
Estensioni e nuove scoperte	203		1.046	1.484	4.346					7.079
Produzione ^(a)	(2.501)	(1.291)	(7.737)	(14.606)	(4.971)	(2.052)	(5.242)	(835)	(541)	(39.776)
Cessioni					(8.628)			(79)		(8.707)
Riserve al 31 dicembre 2022	24.605	6.329	65.801	109.895	66.294	44.180	36.268	7.457	11.530	372.359
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2021	18.533		271		36.374			41.348		96.526
di cui: sviluppate	12.959		271		4.678			41.348		59.256
non sviluppate	5.574				31.696					37.270
Acquisizioni					5.480		42.179			47.659
Revisioni di precedenti stime	4.087		5		3.595			(274)		7.413
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte	545									545
Produzione ^(b)	(3.053)		(30)		(1.246)			(2.679)		(7.008)
Cessioni	(1.798)									(1.798)
Riserve al 31 dicembre 2022	18.314	246			44.203		42.179	38.395		143.337
Riserve al 31 dicembre 2022	24.605	24.643	66.047	109.895	110.497	44.180	78.447	45.852	11.530	515.696
Sviluppate	19.681	18.604	19.209	77.358	67.290	44.180	22.550	43.897	6.321	319.090
consolidate	19.681	6.047	18.963	77.358	36.992	44.180	22.550	5.502	6.321	237.594
joint venture e collegate		12.557		246		30.298		38.395		81.496
Non sviluppate	4.924	6.039	46.838	32.537	43.207		55.897	1.955	5.209	196.606
consolidate	4.924	282	46.838	32.537	29.302		13.718	1.955	5.209	134.765
joint venture e collegate		5.757			13.905		42.179			61.841

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.904 Mscm.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 761 Mscm.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020										
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	5.882	62.336	132.859	109.397	56.725	44.992	4.961	13.420	440.434
di cui: sviluppate	7.934	5.489	28.707	127.730	49.581	56.725	19.094	3.075	8.927	307.262
non sviluppate	1.928	393	33.629	5.129	59.816		25.898	1.886	4.493	133.172
Acquisizioni								33		33
Revisioni di precedenti stime	18.726	2.216	9.104	(69)	(25.572)	(6.021)	3.399	3.513	(438)	4.858
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		141	360		5.276		49			5.826
Produzione ^(a)	(2.594)	(1.234)	(7.443)	(15.243)	(5.058)	(2.408)	(5.339)	(754)	(879)	(40.952)
Cessioni					(415)					(415)
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	7.005	64.357	117.547	83.628	48.296	43.101	7.753	12.103	409.784
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020										
Riserve al 31 dicembre 2020	14.448		379		10.331			44.149		69.307
di cui: sviluppate	11.756		379		4.830			44.149		61.114
non sviluppate	2.692				5.501					8.193
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	6.624		(76)		26.930			(328)		33.150
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		797								797
Produzione ^(b)	(3.336)		(32)		(887)			(2.473)		(6.728)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2021	18.533	271	36.374			41.348				96.526
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	25.538	64.628	117.547	120.002	48.296	43.101	49.101	12.103	506.310
Sviluppate	20.635	19.808	22.390	103.519	54.479	48.287	27.501	47.284	7.525	351.428
consolidate	20.635	6.849	22.119	103.519	49.801	48.287	27.501	5.936	7.525	292.172
joint venture e collegate	12.959		271		4.678			41.348		59.256
Non sviluppate	5.359	5.730	42.238	14.028	65.523	9	15.600	1.817	4.578	154.882
consolidate	5.359	156	42.238	14.028	33.827	9	15.600	1.817	4.578	117.612
joint venture e collegate		5.574			31.696					37.270

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.883 Mscm.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 420 Mscm.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019										
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	7.398	77.532	146.993	116.195	55.747	38.203	6.785	14.350	484.501
di cui: sviluppate	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.118	341.788
non sviluppate	2.706	558	38.605	11.719	63.586	4	18.800	1.503	5.232	142.713
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(8.155)	132	(7.347)	(1.834)	238	3.902	10.086	(925)	13	(3.890)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte			12	168			1.524	107		1.811
Produzione ^(a)	(3.281)	(1.648)	(7.861)	(12.468)	(7.036)	(2.924)	(4.821)	(1.006)	(943)	(41.988)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	5.882	62.336	132.859	109.397	56.725	44.992	4.961	13.420	440.434
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019										
Riserve al 31 dicembre 2019	21.869		388		8.155			46.661		77.073
di cui: sviluppate	16.914		388		2.520			46.661		66.483
non sviluppate	4.955				5.635					10.590
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(3.638)		22		3.200			(325)		(741)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione ^(b)	(3.783)		(31)		(1.024)			(2.187)		(7.025)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	14.448	379	10.331				44.149			69.307
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	20.330	62.715	132.859	119.728	56.725	44.992	49.110	13.420	509.741
Sviluppate	7.934	17.245	29.086	127.730	54.411	56.725	19.094	47.224	8.927	368.376
consolidate	7.934	5.489	28.707	127.730	49.581	56.725	19.094	3.075	8.927	307.262
joint venture e collegate		11.756	379		4.830			44.149		61.114
Non sviluppate	1.928	3.085	33.629	5.129	65.317		25.898	1.886	4.493	141.365
consolidate	1.928	393	33.629	5.129	59.816		25.898	1.886	4.493	133.172
joint venture e collegate		2.692			5.501					8.193

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.318 milioni di metri cubi.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 441 milioni di metri cubi.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018										
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
di cui: sviluppate	27.744	8.502	40.967	94.332	52.973	52.263	23.271	4.351	12.796	317.199
non sviluppate	6.214	553	40.895	55.034	46.267	4.061	11.175	3.488	5.636	173.323
Acquisizioni								207		207
Revisioni di precedenti stime	(8.770)	104	7.547	13.223	21.166	2.238	2.954	(656)	(3.055)	34.751
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		44			2.215		7.775	102		10.136
Produzione ^(a)	(3.890)	(1.805)	(11.877)	(15.596)	(5.928)	(2.815)	(5.612)	(691)	(1.027)	(49.241)
Cessioni ^(b)					(498)		(1.360)	(16)		(1.874)
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	7.398	77.532	146.993	116.195	55.747	38.203	6.785	14.350	484.501
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018										
Riserve al 31 dicembre 2018	10.202		382		8.788			48.613		67.985
di cui: sviluppate	7.816		382		1.633			48.613		58.444
non sviluppate	2.386				7.155					9.541
Acquisizioni		11.472								11.472
Revisioni di precedenti stime	2.136		41		373			33		2.583
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		(51)								(51)
Produzione ^(c)	(1.885)		(35)		(1.006)			(1.985)		(4.911)
Cessioni		(5)								(5)
Riserve al 31 dicembre 2019	21.869	388	8.155			46.661				77.073
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	29.267	77.920	146.993	124.350	55.747	38.203	53.446	14.350	561.574
Sviluppate	18.592	23.754	39.315	135.274	55.129	55.743	19.403	51.943	9.118	408.271
consolidate	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.118	341.788
joint venture e collegate	16.914		388		2.520			46.661		66.483
Non sviluppate	2.706	5.513	38.605	11.719	69.221	4	18.800	1.503	5.232	153.303
consolidate	2.706	558	38.605	11.719	63.586	4	18.800	1.503	5.232	142.713
joint venture e collegate		4.955			5.635					10.590

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.538 milioni di metri cubi.

(b) Include 498 milioni di metri cubi parte di un long term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(c) Include volumi destinati all'autoconsumo per 315 milioni di metri cubi.

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017										
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.071	123.210	103.629	59.697	30.133	6.370	20.054	489.557
di cui: sviluppate	27.962	21.829	34.913	40.228	47.949	53.179	24.376	4.842	14.709	269.987
non sviluppate	4.041	3.561	54.158	82.982	55.680	6.518	5.757	1.528	5.345	219.570
Acquisizioni							1.966			1.966
Revisioni di precedenti stime	3.914	1.402	6.217	63.365	647	(632)	2.293	1.266	(441)	78.031
Miglioramenti di recupero assistito		2								2
Estensioni e nuove scoperte	2.446				188		5.797	2.165		10.596
Produzione ^(a)	(4.405)	(4.599)	(13.426)	(12.594)	(5.224)	(2.741)	(5.693)	(1.231)	(1.181)	(51.094)
Cessioni		(13.140)		(24.615)			(50)	(731)		(38.536)
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017										
Riserve al 31 dicembre 2017			371		9.879		41	51.505		61.796
di cui: sviluppate			371		2.348		41	51.505		54.265
non sviluppate					7.531					7.531
Acquisizioni		10.202								10.202
Revisioni di precedenti stime			57		(169)			(601)		(713)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione ^(b)			(46)		(922)		(22)	(2.291)		(3.281)
Cessioni							(19)			(19)
Riserve al 31 dicembre 2018	10.202	382	8.788				48.613			67.985
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	19.257	82.244	149.366	108.028	56.324	34.446	56.452	18.432	558.507
Sviluppate	27.744	16.318	41.349	94.332	54.606	52.263	23.271	52.964	12.796	375.643
consolidate	27.744	8.502	40.967	94.332	52.973	52.263	23.271	4.351	12.796	317.199
joint venture e collegate		7.816	382		1.633			48.613		58.444
Non sviluppate	6.214	2.939	40.895	55.034	53.422	4.061	11.175	3.488	5.636	182.864
consolidate	6.214	553	40.895	55.034	46.267	4.061	11.175	3.488	5.636	173.323
joint venture e collegate		2.386			7.155					9.541

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 6.287 milioni di metri cubi.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 239 milioni di metri cubi.

Produzione di idrocarburi^{(a)(b)}

	(migliaia di boe/giorno)	2023	2022 ^(c)	2021	2020 ^(d)	2019 ^(e)	2018
SOCIETÀ CONSOLIDATE							
Italia		69	82	83	107	123	138
Resto d'Europa		39	44	41	52	55	194
Croazia							2
Norvegia							134
Regno Unito		39	44	41	52	55	58
Africa Settentrionale		299	264	259	255	379	392
Algeria		126	95	85	81	83	85
Libia		169	165	168	168	291	302
Tunisia		4	4	6	6	5	5
Egitto		318	346	360	291	354	300
Africa Sub-Saharaniana		168	230	291	345	363	337
Angola			57	101	100	113	127
Congo		68	78	70	73	87	92
Costa d'Avorio		6					
Ghana		31	32	36	41	42	18
Nigeria		63	63	84	131	121	100
Kazakhstan		163	126	146	163	150	143
Resto dell'Asia		183	174	177	176	179	177
Cina		1	1	1	1	1	1
Emirati Arabi Uniti		56	60	51	48	51	40
Indonesia		79	62	61	48	59	71
Iraq		38	31	37	45	41	34
Pakistan			11	11	15	19	20
Timor Leste		2	4	9	10		
Turkmenistan		7	5	7	9	8	11
America		81	74	67	75	68	75
Ecuador					6	12	
Messico		26	17	14	14	4	
Stati Uniti		55	57	53	61	58	56
Trinidad e Tobago						7	
Australia e Oceania		7	10	16	17	28	23
Australia		7	10	16	17	28	23
	1.327	1.350	1.440	1.481	1.699	1.779	
Società in joint venture e collegate							
Angola		108	53	19	23	23	19
Indonesia							1
Mozambico		22	6				
Norvegia		138	145	172	185	108	
Tunisia		2	3	3	2	3	4
Venezuela		58	53	48	42	38	48
	328	260	242	252	172	72	
Totale		1.655	1.610	1.682	1.733	1.871	1.851

(a) Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (127, 124, 116, 124, 124 e 119 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2023, 2022, 2021, 2020, 2019 e 2018).

(b) Con effetto 1° gennaio 2023, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00675 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00671 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2023 è di 5 mila boe/giorno.

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

(d) Con effetto 1° gennaio 2020, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00665 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00653 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2020 è di 16 mila boe/giorno.

(e) Il dato del 2019 include circa 10 mila boe/giorno, prevalentemente gas, per i quali il buyer, società petrolifera di Stato, ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione della clausola take-or-pay nell'ambito di un contratto di fornitura long-term ed è altamente probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo dei volumi prepagati (make up) nei termini contrattuali. Il corrispettivo ricevuto è stato rilevato nei financial statements come un ricavo in base allo IFRS 15 avendo Eni perfezionato la propria performance obligation. Nelle disclosure Oil & Gas preparate in base allo SFAS 69, tale volume è classificato nei movimenti delle riserve al 31.12.2019 come cessione e il relativo ricavo è escluso dai risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il calcolo degli indicatori prezzo per boe e operating cost per boe è unaffected da tale transazione.

Produzione di petrolio e condensati

(migliaia di barili/giorno)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
SOCIETÀ CONSOLIDATE						
Italia	29	36	36	47	53	60
Resto d'Europa	18	20	19	23	23	113
Norvegia						89
Regno Unito	18	20	19	23	23	24
Africa Settentrionale	123	122	124	112	166	154
Algeria	62	62	54	53	62	65
Libia	59	58	67	56	101	86
Tunisia	2	2	3	3	3	3
Egitto	67	77	82	64	75	77
Africa Sub-Sahariana	84	139	198	218	249	244
Angola		52	91	89	102	111
Congo	36	40	44	49	59	65
Costa d'Avorio	4					
Ghana	14	16	20	24	24	15
Nigeria	30	31	43	56	64	53
Kazakhstan	115	88	102	110	100	94
Resto dell'Asia	85	78	80	88	86	77
Cina	1	1	1	1	1	1
Emirati Arabi Uniti	54	56	47	46	49	39
Indonesia	1	1	1	1	2	3
Iraq	23	15	24	31	27	28
Timor Leste		1	1	2		
Turkmenistan	6	4	6	7	7	6
America	68	59	53	57	55	52
Ecuador					6	12
Messico	22	14	11	12	4	
Stati Uniti	46	45	42	45	45	40
Australia e Oceania					2	2
Australia					2	2
	589	619	694	719	809	873
Società in joint venture e collegate						
Angola	85	36	3	4	4	3
Mozambico	1					
Norvegia	87	89	111	116	74	
Tunisia	2	3	3	2	3	3
Venezuela	5	4	2	2	3	8
	180	132	119	124	84	14
Totale	769	751	813	843	893	887

Produzione giornaliera di gas naturale

	(milioni di metri cubi/giorno)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
SOCIETÀ CONSOLIDATE							
Italia	6,0	6,9	7,1	9,0	10,7	12,1	
Resto d'Europa	3,1	3,5	3,4	4,5	4,9	12,6	
Croazia							0,3
Norvegia							6,9
Regno Unito	3,1	3,5	3,4	4,5	4,9		5,4
Africa Settentrionale	26,0	21,2	20,4	21,4	32,5	36,8	
Algeria	9,4	4,8	4,7	4,3	3,2		3,0
Libia	16,3	16,1	15,3	16,8	29,0		33,4
Tunisia	0,3	0,3	0,4	0,3	0,3		0,4
Egitto	37,1	40,0	41,8	34,1	42,7	34,5	
Africa Sub-Sahariana	12,5	13,6	13,9	19,2	17,6	14,3	
Angola		0,8	1,6	1,6	1,9		2,4
Congo	4,9	5,6	3,8	3,7	4,2		4,3
Costa d'Avorio	0,2						
Ghana	2,5	2,4	2,4	2,5	2,8		0,5
Nigeria	4,9	4,8	6,1	11,4	8,7		7,1
Kazakhstan	7,2	5,6	6,6	8,0	7,7	7,5	
Resto dell'Asia	14,4	14,4	14,6	13,2	14,2	15,6	
Emirati Arabi Uniti	0,3	0,6	0,4	0,3	0,2		0,1
Indonesia	11,5	9,2	9,1	7,0	8,7		10,7
Iraq	2,2	2,3	2,0	2,2	2,2		1,0
Pakistan		1,6	1,7	2,2	2,9		3,0
Timor Leste	0,2	0,5	1,2	1,3			
Turkmenistan	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2		0,8
America	2,0	2,3	2,0	2,7	1,9	3,4	
Messico	0,7	0,5	0,4	0,3	0,1		
Stati Uniti	1,3	1,8	1,6	2,4	1,8		2,4
Trinidad e Tobago							1,0
Australia e Oceania	1,1	1,5	2,4	2,6	4,0	3,2	
Australia	1,1	1,5	2,4	2,6	4,0		3,2
Totale	109,4	109,0	112,2	114,7	136,2	140,0	
Società in joint venture e collegate							
Angola	3,3	2,4	2,4	2,8	2,8		2,5
Mozambico	3,1	0,9					0,1
Indonesia							
Norvegia	7,5	8,4	9,1	10,3	5,2		
Tunisia	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1		0,1
Venezuela	7,9	7,3	6,8	6,0	5,4		6,3
	21,9	19,1	18,4	19,2	13,5	9,0	
Totale	131,3	128,1	130,6	133,9	149,7	149,0	

Produzione venduta di idrocarburi

		2023	2022	2021	2020	2019	2018
Produzione di idrocarburi	(milioni di boe)	604,1	587,8	613,7	634,3	683,0	675,6
Variazione rimanenze/altre		(12,0)	(10,7)	(4,6)	(13,7)	(7,0)	(7,1)
Autoconsumi di idrocarburi		(46,2)	(45,1)	(42,4)	(45,4)	(45,4)	(43,5)
Produzione venduta di idrocarburi^(a)		545,9	532,0	566,7	575,2	630,6	625,0
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	279,6	269,6	294,9	300,1	325,4	320,0
- <i>di cui downstream</i>		186,3	171,0	183,6	201,6	216,2	221,3
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	39,5	39,1	40,9	41,4	46,7	47,2
- <i>di cui al settore GGP</i>		5,6	6,2	6,7	7,7	8,5	9,9

(a) Include 113,1 milioni di boe di produzione venduta dalle società in joint venture e collegate nel 2023 (84,5, 83,3, 86,3, 60,8 e 25,1 milioni di boe nel 2022, 2021, 2020, 2019 e 2018, rispettivamente).

Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2023

	Inizio operazioni	Numero titoli	Sup. londa sviluppata ^{(a)(b)}	Sup. netta sviluppata ^{(a)(b)}	Sup. londa non sviluppata ^(a)	Sup. netta non sviluppata ^(a)	Tipo di giacimenti/superficie	Numero di giacimenti in produzione	Numero di giacimenti non in produzione
EUROPA		296	13.340	7.774	57.973	27.472		109	41
Italia	1926	111	7.556	6.378	4.809	4.052	Onshore/Offshore	53	34
Resto d'Europa		185	5.784	1.396	53.164	23.420		56	7
Albania	2020	1			587	587	Onshore		
Cipro	2013	7			25.474	13.988	Offshore		2
Norvegia	1965	142	4.838	763	25.339	7.398	Offshore	47	
Regno Unito	1964	35	946	633	1.764	1.447	Offshore	9	5
AFRICA		297	51.139	14.098	226.691	99.144		286	132
Africa Settentrionale		92	15.269	6.360	105.698	35.872		90	50
Algeria	1981	65	10.010	3.919	8.067	3.953	Onshore	59	25
Libia	1959	14	1.963	958	78.085	23.686	Onshore/Offshore	11	15
Marocco	2016	1			16.730	7.529	Offshore		
Tunisia	1961	12	3.296	1.483	2.816	704	Onshore/Offshore	20	10
Egitto	1954	53	4.851	1.706	29.187	10.721	Onshore/Offshore	32	22
Africa Sub-Saharaniana		152	31.019	6.032	91.806	52.551		164	60
Angola	1980	83	10.927	912	34.958	6.721	Onshore/Offshore	88	6
Congo	1968	19	971	586	1.320	713	Onshore/Offshore	16	3
Costa d'Avorio	2015	7	1.658	1.382	2.865	2.578	Offshore	2	
Ghana	2009	3	226	100	930	395	Offshore	1	1
Kenya	2012	3			35.724	35.724	Offshore		
Mozambico	2007	7	719	180	7.803	3.080	Offshore	1	5
Nigeria	1962	30	16.518	2.872	8.206	3.340	Onshore/Offshore	56	45
ASIA		52	10.389	3.540	253.595	137.031		14	27
Kazakhstan	1992	7	2.391	442	3.853	1.505	Onshore/Offshore	2	3
Resto dell'Asia		45	7.998	3.098	249.742	135.526		12	24
Cina	1984	2	43	7			Offshore	1	
Emirati Arabi Uniti	2018	12	3.017	251	29.603	17.579	Onshore/Offshore	4	10
Indonesia	2001	12	3.252	2.092	16.505	10.036	Onshore/Offshore	3	10
Iraq	2009	1	1.074	446			Onshore	1	
Libano	2018	1			1.742	610	Offshore		
Oman	2017	3			102.016	58.955	Onshore/Offshore		
Qatar	2022	1			1.206	38	Offshore		1
Timor Leste	2006	5	412	122	6.232	5.838	Offshore	1	3
Turkmenistan	2008	1	200	180			Onshore	2	
Vietnam	2013	4			23.908	21.251	Offshore		
Altri Paesi		3			68.530	21.219	Offshore		
AMERICA		95	2.152	1.023	14.332	8.475		30	8
Messico	2015	10	34	34	5.198	3.408	Offshore	2	5
Stati Uniti	1968	73	857	492	280	139	Offshore	25	1
Venezuela	1998	6	1.261	497	1.543	569	Onshore/Offshore	3	1
Altri Paesi		6			7.311	4.359	Offshore		1
AUSTRALIA E OCEANIA		4	728	634	2.608	2.117		1	1
Australia	2001	4	728	634	2.608	2.117	Offshore	1	1
Totale		744	77.748	27.069	555.199	274.239		440	209

(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.

Superficie netta sviluppata e non sviluppata

(chilometri quadrati)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Europa	35.246	33.632	39.858	39.841	38.028	46.332
Italia	10.430	10.884	12.118	13.632	13.732	14.987
Resto d'Europa	24.816	22.748	27.740	26.209	24.296	31.345
Africa	113.242	117.396	128.186	129.167	163.625	165.699
Africa Settentrionale	42.232	43.080	27.775	31.033	31.873	33.932
Egitto	12.427	7.103	6.776	7.384	7.613	5.248
Africa Sub-Sahariana	58.583	67.213	93.635	90.750	124.139	126.519
Asia	140.571	145.585	155.482	154.845	142.696	181.414
Kazakhstan	1.947	1.947	1.947	1.947	2.160	1.543
Resto dell'Asia	138.624	143.638	153.535	152.898	140.536	179.871
America	9.498	9.186	9.270	9.719	10.703	9.303
Australia e Oceania	2.751	2.751	2.705	2.877	2.802	3.757
Totale	301.308	308.550	335.501	336.449	357.854	406.505

Prezzi medi di realizzo

Petrolio e condensati	(\$/barile)	2023		2022		2021		2020		2019		2018	
		CONS	JV	CONS	JV								
Italia	67,76			67,07		61,26		34,58		55,55		61,58	
Resto d'Europa	72,77	79,33		93,94	97,51	70,60	66,72	32,82	35,23	58,92	58,88	64,51	
Africa Settentrionale	72,62	18,00		92,11	17,82	68,03	17,89	38,33	18,16	57,91	18,06	65,95	17,92
Egitto	71,09			87,64		63,53		36,66		54,78		62,97	
Africa Sub-Sahariana	81,79	75,26		103,96	85,71	69,12	44,41	39,99	17,13	63,45	23,72	68,76	39,48
Kazakhstan	72,71			86,94		66,92		37,37		59,06		66,78	
Resto dell'Asia	80,19			94,13		68,39		37,69		62,81		68,35	49,86
America	75,30	67,62		92,03	88,39	61,93	57,75	33,03	27,20	54,00	59,94	57,22	54,86
Australia e Oceania	54,02			60,89		58,76		17,45		52,93		68,72	
	74,87	76,60	92,41	92,97	66,91	65,10	37,56	34,21	59,62	55,93	65,79	45,19	

Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia	482,99	718,03	546,73	111,83	177,86	295,65	
Resto d'Europa	510,21	725,32	1.067,76	1.096,27	556,69	534,00	110,08
Africa Settentrionale	333,54	342,57	371,81	341,73	226,87	206,08	152,83
Egitto	193,15		194,23		167,37		168,81
Africa Sub-Sahariana	189,23	421,78	176,50	1.193,86	152,55	518,58	97,69
Kazakhstan	26,15		24,33		19,10		24,43
Resto dell'Asia	366,84		373,64		219,38		144,63
America	113,92	184,59	228,82	168,34	143,52	152,55	74,34
Australia e Oceania	146,87		144,78		150,20		135,57
	257,19	430,44	304,18	702,14	209,62	378,29	133,07
					131,94	174,58	174,64
						182,80	197,55

Idrocarburi	(\$/boe)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia	69,80	87,98	72,42	25,28	40,24	53,01	
Resto d'Europa	74,31	88,95	128,03	121,12	78,48	71,19	23,94
Africa Settentrionale	60,64	19,31	73,29	19,31	51,51	18,69	30,28
Egitto	37,98		42,64		34,18		28,03
Africa Sub-Sahariana	60,51	72,12	83,12	108,43	58,24	70,02	32,06
Kazakhstan	54,01		64,59		49,37		27,22
Resto dell'Asia	69,03		76,85		51,48		31,31
America	68,89	30,76	83,45	29,27	55,66	24,99	29,57
Australia e Oceania	22,11		22,25		23,03		20,35
	56,23	71,32	69,07	98,29	49,82	61,11	29,20
						27,33	43,73
							41,71
							48,04
							33,63

Gruppo Eni	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Petrolio e condensati (\$/barile)	78,25	92,49	66,62	37,06	59,26	65,47
Gas Naturale (\$/migliaia di metri cubi)	287,49	366,58	234,77	132,95	174,59	183,74
Idrocarburi (\$/boe)	59,35	73,98	51,49	28,92	43,54	47,48

Perforazione esplorativa

(numero)	Pozzi completati ^(a)								Pozzi in progress ^(b)					
	2023		2022		2021		2020		2019		2018		2023	
	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Totale	In quota Eni
Italia													0,5	1,8
Resto d'Europa	0,1	0,4	0,4	1,2	0,1	0,3	0,8	0,4	0,3	1,4	0,5	31,0	7,8	
Africa Settentrionale	1,6	1,0	4,0				0,5	1,5	0,5		0,5	9,0	6,0	
Egitto	5,0	4,6	4,4	4,3	5,0	5,0	0,7	1,5	4,5	1,5	1,7	10,0	7,4	
Africa Sub-Sahariana	0,3	0,9	3,7	2,4	1,1	0,4	0,1	0,9	0,5	0,9	0,4	35,0	17,5	
Kazakhstan								1,1						
Resto dell'Asia	0,9	1,3	0,7	1,0	0,7	1,0	0,8	0,9		1,7	2,2	2,6	15,0	6,8
America		1,4				0,7		0,6			4,0		4,0	2,3
Australia e Oceania										0,5			1,0	0,3
	6,3	10,2	10,2	12,9	2,9	6,9	2,9	6,9	5,8	6,5	10,1	5,1	105,0	48,1

Perforazione di sviluppo

(numero)	Pozzi completati ^(a)								Pozzi in progress					
	2023		2022		2021		2020		2018		2023			
	Produttivi	Sterili ^(c)	Produttivi	Sterili ^(c)	Produttivi	Sterili ^(c)	Produttivi	Sterili ^(c)	Produttivi	Sterili ^(c)	Totale	In quota Eni		
Italia	1,0		1,0						3,0		3,0	2,0	1,2	
Resto d'Europa	4,8		4,6		4,8		2,8		3,3		2,8	0,3	16,0	2,2
Africa Settentrionale	9,3		5,7	0,5	2,5		4,3		5,0	1,1	9,6	0,5	6,0	3,9
Egitto	30,1		19,9		17,0	0,8	23,2		33,5		30,7		9,0	6,8
Africa Sub-Sahariana	5,6		8,5		3,8		1,2		7,0		7,3	0,1	13,0	4,5
Kazakhstan	2,0		0,6			0,3		0,9		0,9		1,0		0,3
Resto dell'Asia	22,9		22,1		14,9		23,2	0,4	27,3	2,2	21,9		27,0	7,7
America	6,9		8,2		3,9		2,0		2,1		2,3		2,0	1,0
Australia e Oceania	1,0									0,8				
	83,6		70,6	0,5	46,9	0,8	57,0	0,4	82,1	3,3	79,3	0,9	76,0	27,6

Pozzi produttivi^(d)

(numero)	2023		Petrolio		Gas naturale	
	Totali	In quota Eni	Totali	In quota Eni	Totali	In quota Eni
Italia			130,0		117,2	
Resto d'Europa			456,0		78,7	
Africa Settentrionale			644,0		292,1	
Egitto			1093,0		499,1	
Africa Sub-Sahariana			2297,0		387,5	
Kazakhstan			211,0		57,7	
Resto dell'Asia			1030,0		370,9	
America			257,0		143,1	
Australia e Oceania					3,0	
	6.118,0		1.946,3		1.255,0	
						588,2

(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.

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

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi^(a)

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.475	862	1.477		1.745	1.845	2.970	1.661	1	12.036
- vendite a terzi		18	4.032	3.904	903	897	532	135	51	10.472
Totale ricavi	1.475	880	5.509	3.904	2.648	2.742	3.502	1.796	52	22.508
Costi di produzione	(348)	(202)	(518)	(434)	(656)	(267)	(304)	(469)	(25)	(3.223)
Costi di trasporto	(3)	(43)	(59)	(9)	(10)	(178)	(6)	(19)		(327)
Imposte sulla produzione	(152)		(300)		(294)		(326)	(73)		(1.145)
Costi di ricerca	(12)	(14)	(82)	(163)	(121)	(2)	(140)	(152)	(1)	(687)
Ammortamenti e svalutazioni ^(b)	(886)	(166)	(923)	(1.056)	(716)	(601)	(1.093)	(1.531)	(95)	(7.067)
Altri (oneri) proventi	(347)	(117)	58	(418)	(128)	(148)	(263)	(108)	(7)	(1.478)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(273)	338	3.685	1.824	723	1.546	1.370	(556)	(76)	8.581
Imposte sul risultato	169	(292)	(2.498)	(870)	(391)	(503)	(1.150)	369	19	(5.147)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(104)	46	1.187	954	332	1.043	220	(187)	(57)	3.434
Società in joint venture e correlate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		2.911			958					3.869
- vendite a terzi	1.063		10		1.905			604		3.582
Totale ricavi	3.974	10		2.863			604		7.451	
Costi di produzione	(562)	(6)		(535)			(20)			(1.123)
Costi di trasporto	(102)	(1)		(26)			(3)			(132)
Imposte sulla produzione		(2)		(54)			(126)			(182)
Costi di ricerca	(50)			(37)						(87)
Ammortamenti e svalutazioni	(1.116)	(5)		(1.314)			(1)	(68)		(2.504)
Altri (oneri) proventi	(78)	(1)		24			(4)	(372)		(431)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.066	(5)		921			(5)	15		2.992
Imposte sul risultato	(1.614)		6	(273)			1	(56)		(1.936)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e correlate	452	1		648			(4)	(41)		1.056

(a) I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utille, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

(b) Include svalutazioni nette per €1.036 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.952	1.854	2.095		4.434	1.602	2.982	1.683	3	16.605
- vendite a terzi	329	23	3.946	4.897	1.216	1.001	837	307	72	12.628
Totale ricavi	2.281	1.877	6.041	4.897	5.650	2.603	3.819	1.990	75	29.233
Costi di produzione	(387)	(189)	(486)	(484)	(871)	(241)	(326)	(410)	(21)	(3.415)
Costi di trasporto	(3)	(42)	(50)	(5)	(29)	(147)	(3)	(16)		(295)
Imposte sulla produzione	(286)		(330)		(478)		(421)	(63)		(1.578)
Costi di ricerca	(11)	(25)	(162)	(106)	(150)	(6)	(123)	(21)	(1)	(605)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(449)	(158)	(839)	(1.156)	(1.488)	(434)	(727)	(707)	(90)	(6.048)
Altri (oneri) proventi	(1.987)	(98)	1.955	(378)	(196)	(127)	(292)	2	(4)	(1.125)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(842)	1.365	6.129	2.768	2.438	1.648	1.927	775	(41)	16.167
Imposte sul risultato	337	(665)	(2.740)	(1.192)	(979)	(524)	(1.457)	(41)	47	(7.214)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(505)	700	3.389	1.576	1.459	1.124	470	734	6	8.953
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	2.937				572					3.509
- vendite a terzi	3.039	14			1.327				533	4.913
Totale ricavi	5.976	14			1.899				533	8.422
Costi di produzione	(567)	(6)			(244)				(24)	(841)
Costi di trasporto	(131)	(1)			(9)					(141)
Imposte sulla produzione		(2)			(15)				(123)	(140)
Costi di ricerca	(44)				(7)					(64)
Ammortamenti e svalutazioni	(1.121)	(6)			(628)				(1)	(1.819)
Altri (oneri) proventi	(64)				(271)			1	(234)	(568)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	4.049	(1)			725			(13)	89	4.849
Imposte sul risultato	(3.076)	3			(21)				(105)	(3.199)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate	973	2			704			(13)	(16)	1.650

(a) Include svalutazioni nette per €279 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.680	790	1.133		3.782	1.391	2.020	734	4	11.534
- vendite a terzi		36	2.602	3.637	930	704	380	351	108	8.748
Totale ricavi	1.680	826	3.735	3.637	4.712	2.095	2.400	1.085	112	20.282
Costi di produzione	(326)	(147)	(581)	(399)	(816)	(211)	(251)	(288)	(17)	(3.036)
Costi di trasporto	(4)	(35)	(45)	(10)	(20)	(150)	(5)	(11)		(280)
Imposte sulla produzione	(128)		(192)		(379)		(230)	(28)		(957)
Costi di ricerca	(16)	(72)	(27)	(47)	(238)	(1)	(135)	(21)	(1)	(558)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(31)	(196)	(357)	(990)	(1.468)	(431)	(665)	(243)	(69)	(4.450)
Altri (oneri) proventi	(395)	11	557	(310)	(330)	(120)	(173)	(132)	(2)	(894)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	780	387	3.090	1.881	1.461	1.182	941	362	23	10.107
Imposte sul risultato	(198)	(156)	(1.450)	(848)	(708)	(394)	(739)	(17)	(15)	(4.525)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	582	231	1.640	1.033	753	788	202	345	8	5.582
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.831								1.831
- vendite a terzi	1.756		12		365			367		2.500
Totale ricavi	3.587	12			365			367		4.331
Costi di produzione	(388)	(6)		(25)				(15)		(434)
Costi di trasporto	(140)	(1)		(12)						(153)
Imposte sulla produzione		(2)		(112)				(88)		(202)
Costi di ricerca	(35)									(35)
Ammortamenti e svalutazioni	(879)	(3)		42				(154)		(994)
Altri (oneri) proventi	(287)			(158)			(1)	(197)		(643)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.858			100			(1)	(87)		1.870
Imposte sul risultato	(1.237)							(66)		(1.303)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate	621			100			(1)	(153)		567

(a) Include rivalutazioni nette per €1.263 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	799	334	616		2.315	788	1.333	434	1	6.620
- vendite a terzi		53	1.610	2.478	784	547	179	204	109	5.964
Totale ricavi	799	387	2.226	2.478	3.099	1.335	1.512	638	110	12.584
Costi di produzione	(332)	(139)	(371)	(367)	(782)	(246)	(236)	(272)	(17)	(2.762)
Costi di trasporto	(4)	(30)	(39)	(11)	(21)	(164)	(4)	(12)		(285)
Imposte sulla produzione	(111)		(135)		(295)		(133)	(13)		(687)
Costi di ricerca	(19)	(14)	(124)	(56)	(77)	(3)	(104)	(112)	(1)	(510)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(1.149)	(252)	(1.158)	(848)	(2.187)	(454)	(1.070)	(678)	(65)	(7.861)
Altri (oneri) proventi	(255)	(45)	(360)	(204)	25	(153)	(90)	(71)	6	(1.147)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(1.071)	(93)	39	992	(238)	315	(125)	(520)	33	(668)
Imposte sul risultato	219	69	(671)	(519)	(33)	(134)	(193)	86	(11)	(1.187)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(852)	(24)	(632)	473	(271)	181	(318)	(434)	22	(1.855)
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		862								862
- vendite a terzi	782	10			131			307		1.230
Totale ricavi	1.644	10			131			307		2.092
Costi di produzione	(350)	(7)		(23)				(18)		(398)
Costi di trasporto	(161)	(1)		(11)						(173)
Imposte sulla produzione		(2)		(3)				(76)		(81)
Costi di ricerca	(35)									(35)
Ammortamenti e svalutazioni	(1.163)	(1)		(69)				(50)		(1.283)
Altri (oneri) proventi	(90)	(1)		(35)			(2)	(146)		(274)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(155)	(2)		(10)			(2)	17		(152)
Imposte sul risultato	469	1						(29)		441
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate	314	(1)		(10)			(2)	(12)		289

(a) Include svalutazioni nette per €1.865 milioni.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.493	618	1.081		4.576	1.195	2.367	825	5	12.160
- vendite a terzi		30	4.084	3.715	944	766	149	180	227	10.095
Totale ricavi	1.493	648	5.165	3.715	5.520	1.961	2.516	1.005	232	22.255
Costi di produzione	(391)	(181)	(520)	(330)	(847)	(255)	(256)	(273)	(43)	(3.096)
Costi di trasporto	(5)	(31)	(60)	(10)	(39)	(158)	(4)	(15)		(322)
Imposte sulla produzione	(183)		(263)		(483)		(252)	(7)	(6)	(1.194)
Costi di ricerca	(25)	(51)	(30)	(10)	(90)	(39)	(170)	(31)	(43)	(489)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(944)	(201)	(839)	(978)	(3.060)	(444)	(820)	(607)	(97)	(7.990)
Altri (oneri) proventi	(337)	(16)	(452)	(433)	(502)	(71)	(76)	(86)	(1)	(1.974)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(392)	168	3.001	1.954	499	994	938	(14)	42	7.190
Imposte sul risultato	148	(11)	(2.561)	(839)	(268)	(326)	(719)	(5)	(31)	(4.612)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	(244)	157	440	1.115	231	668	219	(19)	11	2.578
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.080								1.080
- vendite a terzi	677	15		207				315		1.214
Totale ricavi	1.757	15		207				315		2.294
Costi di produzione	(336)	(8)		(24)				(25)		(393)
Costi di trasporto	(84)	(1)		(11)						(96)
Imposte sulla produzione		(2)		(7)				(81)		(90)
Costi di ricerca	(47)									(47)
Ammortamenti e svalutazioni	(722)	(1)		(70)				(51)		(844)
Altri (oneri) proventi	(237)	(1)		(28)				(3)	(133)	(402)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	331	2		67				(3)	25	422
Imposte sul risultato	(179)	(2)						(54)		(235)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate	152			67				(3)	(29)	187

(a) Include svalutazioni nette per €1.217 milioni.

(b) Esclude gli effetti sui ricavi, DD&A e imposte connessi a circa 3,8 milioni di boe parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay e che sono invece riportati nella segment information del settore E&P redatta secondo i principi IFRS in quanto la performance obligation del contratto è stata adempiuta ed è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	2.120	2.740	1.277		4.701	1.140	1.902	934	4	14.818
- vendite a terzi		494	3.741	3.207	830	769	493	50	190	9.774
Totale ricavi	2.120	3.234	5.018	3.207	5.531	1.909	2.395	984	194	24.592
Costi di produzione	(402)	(488)	(363)	(343)	(974)	(269)	(220)	(234)	(48)	(3.341)
Costi di trasporto	(8)	(142)	(50)	(11)	(42)	(136)	(7)	(16)		(412)
Imposte sulla produzione	(171)		(243)		(435)		(191)		(6)	(1.046)
Costi di ricerca	(25)	(85)	(48)	(22)	(44)	(3)	(79)	(69)	(5)	(380)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(281)	(664)	(582)	(795)	(2.490)	(387)	(941)	(594)	(67)	(6.801)
Altri (oneri) proventi	(442)	(193)	(101)	(239)	(1.126)	(67)	(135)	(54)		(2.357)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	791	1.662	3.631	1.797	420	1.047	822	17	68	10.255
Imposte sul risultato	(170)	(1.070)	(2.494)	(542)	(264)	(308)	(678)	7	(26)	(5.545)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	621	592	1.137	1.255	156	739	144	24	42	4.710
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			15		257		6	420		698
Totale ricavi			15		257		6	420		698
Costi di produzione			(7)		(34)		(2)	(36)		(79)
Costi di trasporto			(1)		(28)			(2)		(31)
Imposte sulla produzione			(3)		(26)			(114)		(143)
Costi di ricerca			(6)				(235)			(241)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		224		(3)	(222)		(2)
Altri (oneri) proventi			(1)	2	(27)		(25)	(122)		(173)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(7)	5			366		(259)	(76)		29
Imposte sul risultato			(3)				(2)	(35)		(40)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate	(7)	2			366		(261)	(111)		(11)

(a) Include svalutazioni nette per €726 milioni.

Costi capitalizzati^(a)

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe										
Attività relative a riserve certe	19.073	6.802	17.812	22.617	30.058	13.360	13.048	19.106	1.608	143.484
Attività relative a riserve probabili e possibili	22	325	603	48	2.280	7	1.480	859	197	5.821
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	310	27	1.596	272	1.102	128	12	24	12	3.483
Immobilizzazioni in corso	1.006	354	1.319	827	2.510	1.062	1.834	511	83	9.506
Costi capitalizzati lordi	20.411	7.508	21.330	23.764	35.950	14.557	16.374	20.500	1.900	162.294
Fondi ammortamento e svalutazione	(16.515)	(6.390)	(15.880)	(16.679)	(24.796)	(4.578)	(10.853)	(16.042)	(1.060)	(112.793)
Costi capitalizzati netti società consolidate^{(b)(c)}	3.896	1.118	5.450	7.085	11.154	9.979	5.521	4.458	840	49.501
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe										
Attività relative a riserve certe	8.585	119			27.267		278	2.030		38.279
Attività relative a riserve probabili e possibili	835				69					904
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	50	8			257			7		322
Immobilizzazioni in corso	3.790	9			1.823		193	233		6.048
Costi capitalizzati lordi	13.260	136			29.416		471	2.270		45.553
Fondi ammortamento e svalutazione	(4.364)	(73)			(20.707)			(1.480)		(26.624)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(b)	8.896	63			8.709		471	790		18.929
2022										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe										
Attività relative a riserve certe	18.687	6.629	17.490	22.969	29.784	13.705	12.846	19.192	1.480	142.782
Attività relative a riserve probabili e possibili	22	330	613	44	2.411	7	1.462	931	204	6.024
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	309	24	1.645	270	1.128	132	13	24	12	3.557
Immobilizzazioni in corso	767	237	1.282	543	1.970	936	1.457	379	115	7.686
Costi capitalizzati lordi	19.785	7.220	21.030	23.826	35.293	14.780	15.778	20.526	1.811	160.049
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.677)	(6.214)	(15.949)	(16.212)	(25.024)	(4.147)	(10.133)	(15.341)	(1.001)	(109.698)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(b)	4.108	1.006	5.081	7.614	10.269	10.633	5.645	5.185	810	50.351
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe										
Attività relative a riserve certe	7.387	118			27.959		287	2.100		37.851
Attività relative a riserve probabili e possibili	996				91					1.087
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	31	8			262			8		309
Immobilizzazioni in corso	3.872	9			1.530		48	241		5.700
Costi capitalizzati lordi	12.286	135			29.842		335	2.349		44.947
Fondi ammortamento e svalutazione	(3.492)	(68)			(20.280)			(1.466)		(25.306)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(b)(d)}	8.794	67			9.562		335	883		19.641

(a) I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione.

(b) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €709 milioni nel 2023 e €725 milioni nel 2022 per le società consolidate e per €658 milioni nel 2023 e €565 milioni nel 2022 per le società in joint venture e collegate.

(c) Include l'allocazione del fair value degli asset delle società acquisite da Chevron in Indonesia e da bp in Algeria.

(d) Include l'allocazione del fair value degli asset della società Azule Energy Holdings Ltd.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totalle
2021										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe										
Attività relative a riserve certe	18.644	6.953	16.218	21.125	43.947	12.606	12.947	16.407	1.413	150.260
Attività relative a riserve probabili e possibili	20	322	492	34	2.306	11	1.518	878	193	5.774
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	308	22	1.552	248	1.342	121	38	21	12	3.664
Immobilizzazioni in corso	735	133	1.293	237	1.562	958	1.073	719	53	6.763
Costi capitalizzati lordi	19.707	7.430	19.555	21.644	49.157	13.696	15.576	18.025	1.671	166.461
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.506)	(6.194)	(14.244)	(14.209)	(36.317)	(3.514)	(10.443)	(13.874)	(902)	(115.203)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	4.201	1.236	5.311	7.435	12.840	10.182	5.133	4.151	769	51.258
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe										
Attività relative a riserve certe	11.483		128		1.517			1.987		15.115
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.235					12			2.247
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	36		8		3			7		54
Immobilizzazioni in corso	3.179		9		1.323			227		4.738
Costi capitalizzati lordi	16.933	145		2.843		12	2.221			22.154
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.387)		(63)		(313)			(1.324)		(9.087)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a)	9.546		82		2.530		12	897		13.067
2020										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe										
Attività relative a riserve certe	18.456	6.465	14.596	19.081	39.848	11.278	10.662	14.567	1.359	136.312
Attività relative a riserve probabili e possibili	20	311	454	33	2.163	10	1.411	896	179	5.477
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	300	20	1.424	216	1.226	109	34	20	11	3.360
Immobilizzazioni in corso	671	147	1.094	193	2.551	1.064	1.469	458	39	7.686
Costi capitalizzati lordi	19.447	6.943	17.568	19.523	45.788	12.461	13.576	15.941	1.588	152.835
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.565)	(5.597)	(12.793)	(12.161)	(32.248)	(2.839)	(9.003)	(12.612)	(805)	(103.623)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	3.882	1.346	4.775	7.362	13.540	9.622	4.573	3.329	783	49.212
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe										
Attività relative a riserve certe	11.466		68		1.384			1.833		14.751
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.131					11			2.142
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	23		8					6		37
Immobilizzazioni in corso	1.566		9		17			209		1.801
Costi capitalizzati lordi	15.186		85		1.401		11	2.048		18.731
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.196)		(59)		(343)			(1.076)		(7.674)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a)	8.990		26		1.058		11	972		11.057

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €767 milioni nel 2021 e per €843 milioni nel 2020 per le società consolidate e per €360 milioni nel 2021 e per €170 milioni nel 2020 per le società in joint venture e collegate.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe										
Attività relative a riserve certe	17.643	6.747	15.512	20.691	43.272	12.118	11.434	15.912	1.360	144.689
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	323	502	34	2.361	11	1.592	979	194	6.014
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	384	21	1.549	225	1.328	116	36	23	12	3.694
Immobilizzazioni in corso	635	103	1.362	359	2.541	1.165	1.006	457	43	7.671
Costi capitalizzati lordi	18.680	7.194	18.925	21.309	49.502	13.410	14.068	17.371	1.609	162.068
Fondi ammortamento e svalutazione	(14.604)	(5.778)	(12.802)	(12.879)	(33.237)	(2.652)	(9.100)	(13.465)	(754)	(105.271)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	4.076	1.416	6.123	8.430	16.265	10.758	4.968	3.906	855	56.797
Società in joint venture e correlate										
Attività relative a riserve certe										
Attività relative a riserve certe	11.223	71			1.511		2	1.987		14.794
Attività relative a riserve probabili e possibili	2.260						11			2.271
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	19	8						7		34
Immobilizzazioni in corso	945	7			15		19	229		1.215
Costi capitalizzati lordi	14.447	86			1.526		32	2.223		18.314
Fondi ammortamento e svalutazione	(5.287)	(61)			(323)		(20)	(1.124)		(6.815)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e correlate^{(a)(b)}	9.160	25			1.203		12	1.099		11.499
2018										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe										
Attività relative a riserve certe	16.569	6.236	14.140	17.474	40.607	11.240	12.711	15.347	1.967	136.291
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	332	456	56	2.311	3	1.530	861	193	5.760
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	369	21	1.516	208	1.281	108	38	52	12	3.605
Immobilizzazioni in corso	653	103	1.554	1.504	2.307	1.382	562	595	127	8.787
Costi capitalizzati lordi	17.609	6.692	17.666	19.242	46.506	12.733	14.841	16.855	2.299	154.443
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.717)	(5.355)	(11.741)	(11.722)	(29.727)	(2.175)	(10.460)	(13.443)	(1.265)	(99.605)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	3.892	1.337	5.925	7.520	16.779	10.558	4.381	3.412	1.034	54.838
Società in joint venture e correlate										
Attività relative a riserve certe										
Attività relative a riserve certe	9.102	58			1.481		2	1.912		12.555
Attività relative a riserve probabili e possibili	1.045						11			1.056
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	25	6						7		38
Immobilizzazioni in corso	364	10			10		19	224		627
Costi capitalizzati lordi	10.536	74			1.491		32	2.143		14.276
Fondi ammortamento e svalutazione	(4.543)	(54)			(266)		(19)	(1.052)		(5.934)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e correlate^{(a)(b)}	5.993	20			1.225		13	1.091		8.342

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €878 milioni nel 2019 e per €831 milioni nel 2018 per le società consolidate e per €166 milioni nel 2019 e per €180 milioni nel 2018 per le società in joint venture e correlate.

(b) Include l'allocazione a fair value degli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

Costi sostenuti^(a)

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia America	Australia e Oceania	Totale
2023									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Costi di ricerca	12	55	91	237	189	9	277	138	1 1.009
Costi di sviluppo ^(b)	798	249	925	708	2.662	296	921	937	151 7.647
Totale costi sostenuti società consolidate	810	304	1.016	945	2.851	305	1.198	1.075	152 8.656
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		92			46				138
Costi di sviluppo ^(c)		1.703		4	731		150	2	2.590
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate	1.795	4		777		150	2		2.728
2022									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe	4		51				82		137
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	2		111		11				124
Costi di ricerca	12	101	68	179	295	4	253	26	1 939
Costi di sviluppo ^(b)	216	(129)	343	795	1.458	277	835	1.292	117 5.204
Totale costi sostenuti società consolidate	234	(28)	573	974	1.764	281	1.088	1.400	118 6.404
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe							291		291
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		73			13				86
Costi di sviluppo ^(c)		1.690	(8)		125		49	(9)	1.847
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate	1.763	(8)		138		340	(9)		2.224
2021									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe							8		8
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			6				3		9
Costi di ricerca	16	96	33	57	136	3	188	83	1 613
Costi di sviluppo ^(b)	182		497	452	842	185	785	657	27 3.627
Totale costi sostenuti società consolidate	198	96	536	509	978	188	973	751	28 4.257
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		92							92
Costi di sviluppo ^(c)		936	59		4		2		1.001
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate	1.028	59		4		2			1.093

(a) I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione.

(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €773 milioni nel 2023, decrementi per €307 milioni nel 2022 e costi per €62 milioni nel 2021.

(c) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €163 milioni nel 2023, decrementi per €111 milioni nel 2022 e decrementi per €464 milioni nel 2021.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				55	2					57
Costi di ricerca	19	20	69	67	61	7	176	63	1	483
Costi di sviluppo ^(a)	472	235	278	422	620	196	1.024	437	10	3.694
Totale costi sostenuti società consolidate	491	255	402	491	681	203	1.200	500	11	4.234
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		47								47
Costi di sviluppo ^(b)		1.481		3		6		14		1.504
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate	1.528	3			6			14		1.551
2019										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe								144		144
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			135	1			23	97		256
Costi di ricerca	20	62	101	94	206	15	232	106	39	875
Costi di sviluppo ^(a)	1.098	230	749	1.589	1.959	481	1.199	879	43	8.227
Totale costi sostenuti società consolidate	1.118	292	985	1.684	2.165	496	1.454	1.226	82	9.502
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe		1.054								1.054
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		1.178								1.178
Costi di ricerca		125					(1)			124
Costi di sviluppo ^(b)		1.574		4		5		37		1.620
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate^(c)	3.931	4			5		(1)	37		3.976
2018										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe							382			382
Acquisizioni di riserve probabili e possibili							487			487
Costi di ricerca	26	106	43	102	66	3	182	215	7	750
Costi di sviluppo ^(a)	382	557	445	2.216	1.379	92	589	340	36	6.036
Totale costi sostenuti società consolidate	408	663	488	2.318	1.445	95	1.640	555	43	7.655
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca			2				103			105
Costi di sviluppo ^(b)			3					(16)		(13)
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			5				103	(16)		92

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività costi per €516 milioni nel 2020, costi per €2.069 milioni nel 2019 e decrementi per €517 milioni nel 2018.

(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €424 milioni nel 2020, costi per €838 milioni nel 2019 e decrementi per €22 milioni nel 2018.

(c) Include l'allocazione a fair value del prezzo pagato per gli asset acquisiti dalla società Vår Energi AS.

Valore standard dei flussi di cassa netti futuri attualizzati^(a)

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Total
31 dicembre 2023										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	22.724	3.926	49.789	23.046	35.147	40.081	40.622	14.951	707	230.993
Costi futuri di produzione	(8.848)	(1.227)	(8.361)	(7.078)	(13.512)	(6.475)	(11.042)	(5.852)	(164)	(62.559)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.270)	(824)	(6.664)	(2.719)	(7.757)	(1.814)	(7.437)	(1.954)	(355)	(33.794)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	9.606	1.875	34.764	13.249	13.878	31.792	22.143	7.145	188	134.640
Imposte sul reddito future	(2.233)	(1.274)	(19.528)	(4.541)	(4.729)	(8.186)	(16.348)	(3.161)	(8)	(60.008)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	7.373	601	15.236	8.708	9.149	23.606	5.795	3.984	180	74.632
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(3.325)	(39)	(7.541)	(2.926)	(4.223)	(11.668)	(3.081)	(1.462)	(58)	(34.323)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	4.048	562	7.695	5.782	4.926	11.938	2.714	2.522	122	40.309
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future	29.387		168		22.954		19.108	7.519		79.136
Costi futuri di produzione	(7.128)		(122)		(6.202)		(5.880)	(1.925)		(21.257)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(5.221)		(54)		(2.972)		(410)	(179)		(8.836)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	17.038	(8)			13.780		12.818	5.415		49.043
Imposte sul reddito future	(12.548)		(1)		(3.254)		(9.702)	(2.263)		(27.768)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	4.490	(9)			10.526		3.116	3.152		21.275
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(1.114)		27		(4.508)		(2.158)	(1.237)		(8.990)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	3.376	18			6.018		958	1.915		12.285
Total	4.048	3.938	7.713	5.782	10.944	11.938	3.672	4.437	122	52.594

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharan	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Total
31 dicembre 2022										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	38.968	7.609	50.838	34.198	48.292	53.529	45.179	21.233	1.525	301.371
Costi futuri di produzione	(10.267)	(1.752)	(6.675)	(11.171)	(15.823)	(7.844)	(12.181)	(5.950)	(230)	(71.893)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.484)	(1.296)	(4.894)	(2.941)	(10.057)	(1.873)	(4.562)	(3.063)	(377)	(33.547)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	24.217	4.561	39.269	20.086	22.412	43.812	28.436	12.220	918	195.931
Imposte sul reddito future	(6.388)	(3.087)	(23.766)	(7.119)	(7.990)	(11.568)	(21.227)	(4.903)	(81)	(86.129)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	17.829	1.474	15.503	12.967	14.422	32.244	7.209	7.317	837	109.802
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.141)	(344)	(7.176)	(4.562)	(6.456)	(16.087)	(2.980)	(3.443)	(357)	(48.546)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	10.688	1.130	8.327	8.405	7.966	16.157	4.229	3.874	480	61.256
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future	50.468		265		42.450		33.075	8.133		134.391
Costi futuri di produzione	(7.628)		(123)		(10.579)		(9.749)	(2.083)		(30.162)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.458)		(57)		(3.508)		(560)	(178)		(10.761)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	36.382	85			28.363		22.766	5.872		93.468
Imposte sul reddito future	(27.333)		(3)		(8.117)		(19.393)	(2.469)		(57.315)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	9.049	82			20.246		3.373	3.403		36.153
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.501)		(15)		(9.058)		(2.462)	(1.416)		(15.452)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	6.548	67			11.188		911	1.987		20.701
Total	10.688	7.678	8.394	8.405	19.154	16.157	5.140	5.861	480	81.957

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharaniana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2021										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	18.933	4.679	33.142	31.344	40.929	36.430	32.594	13.607	1.511	213.169
Costi futuri di produzione	(6.929)	(1.496)	(6.325)	(9.726)	(13.196)	(7.343)	(9.578)	(4.189)	(251)	(59.033)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.104)	(865)	(4.688)	(2.036)	(5.117)	(1.750)	(4.278)	(2.298)	(288)	(25.424)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	7.900	2.318	22.129	19.582	22.616	27.337	18.738	7.120	972	128.712
Imposte su reddito future	(2.037)	(1.001)	(12.345)	(6.736)	(8.372)	(6.301)	(12.899)	(2.386)	(75)	(52.152)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	5.863	1.317	9.784	12.846	14.244	21.036	5.839	4.734	897	76.560
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.112)	(170)	(4.516)	(4.211)	(5.608)	(10.703)	(2.295)	(1.980)	(350)	(31.945)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	3.751	1.147	5.268	8.635	8.636	10.333	3.544	2.754	547	44.615
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future	28.037		230		8.884			5.971		43.122
Costi futuri di produzione	(8.316)		(120)		(1.590)			(1.454)		(11.480)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.566)		(85)		(95)			(77)		(6.823)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	13.155	25			7.199			4.440		24.819
Imposte su reddito future	(8.591)		(9)		(1.286)			(1.309)		(11.195)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	4.564	16			5.913			3.131		13.624
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(1.462)		16		(3.498)			(1.399)		(6.343)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	3.102	32			2.415			1.732		7.281
Totale	3.751	4.249	5.300	8.635	11.051	10.333	3.544	4.486	547	51.896

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharaniana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2020										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	6.120	1.737	19.780	26.003	26.901	21.519	22.528	6.638	1.599	132.825
Costi futuri di produzione	(3.587)	(753)	(5.431)	(7.515)	(10.909)	(6.224)	(7.241)	(3.382)	(265)	(45.307)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(1.925)	(756)	(4.378)	(1.638)	(4.257)	(1.743)	(4.511)	(1.786)	(246)	(21.240)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	608	228	9.971	16.850	11.735	13.552	10.776	1.470	1.088	66.278
Imposte su reddito future	(170)	(61)	(4.946)	(5.320)	(2.988)	(2.313)	(6.774)	(441)	(140)	(23.153)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	438	167	5.025	11.530	8.747	11.239	4.002	1.029	948	43.125
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(33)	108	(2.413)	(4.101)	(3.714)	(6.040)	(1.681)	(482)	(383)	(18.739)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	405	275	2.612	7.429	5.033	5.199	2.321	547	565	24.386
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future	15.306		251		1.253			6.291		23.101
Costi futuri di produzione	(5.942)		(98)		(982)			(1.641)		(8.663)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.244)		(29)		(46)			(137)		(6.456)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	3.120	124			225			4.513		7.982
Imposte su reddito future	(576)		(54)		(3)			(1.375)		(2.008)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	2.544	70			222			3.138		5.974
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(1.055)		(43)		(110)			(1.460)		(2.668)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	1.489	27			112			1.678		3.306
Totale	405	1.764	2.639	7.429	5.145	5.199	2.321	2.225	565	27.692

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharaniana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2019										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	12.363	3.268	38.083	37.020	48.778	36.435	31.220	11.378	1.686	220.231
Costi futuri di produzione	(5.078)	(1.175)	(6.944)	(10.934)	(15.534)	(8.239)	(8.888)	(5.060)	(293)	(62.145)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.551)	(1.338)	(4.985)	(1.591)	(6.265)	(2.362)	(6.047)	(2.629)	(225)	(28.993)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	3.734	755	26.154	24.495	26.979	25.834	16.285	3.689	1.168	129.093
Imposte su reddito future	(796)	(249)	(13.632)	(7.829)	(9.926)	(5.485)	(11.379)	(1.034)	(143)	(50.473)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	2.938	506	12.522	16.666	17.053	20.349	4.906	2.655	1.025	78.620
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(466)	63	(5.852)	(5.822)	(6.604)	(10.832)	(1.990)	(1.187)	(443)	(33.133)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	2.472	569	6.670	10.844	10.449	9.517	2.916	1.468	582	45.487
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future	25.094		380		1.787			7.730		34.991
Costi futuri di produzione	(6.953)		(113)		(863)			(2.038)		(9.967)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.519)		(23)		(59)			(145)		(6.746)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	11.622	244			865			5.547		18.278
Imposte su reddito future	(7.020)		(77)		(225)			(1.783)		(9.105)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	4.602	167			640			3.764		9.173
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(1.544)		(88)		(322)			(1.809)		(3.763)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	3.058	79			318			1.955		5.410
Totale	2.472	3.627	6.749	10.844	10.767	9.517	2.916	3.423	582	50.897

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Saharaniana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2018										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	18.372	4.895	43.578	39.193	53.534	40.698	33.384	14.192	2.319	250.165
Costi futuri di produzione	(5.659)	(1.438)	(6.653)	(12.193)	(16.417)	(8.276)	(9.492)	(6.038)	(511)	(66.677)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.670)	(1.350)	(4.700)	(2.769)	(6.778)	(2.640)	(5.755)	(2.467)	(291)	(31.420)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	8.043	2.107	32.225	24.231	30.339	29.782	18.137	5.687	1.517	152.068
Imposte su reddito future	(1.671)	(798)	(17.514)	(7.829)	(11.566)	(6.524)	(11.980)	(1.791)	(289)	(59.962)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	6.372	1.309	14.711	16.402	18.773	23.258	6.157	3.896	1.228	92.106
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.045)	(124)	(6.727)	(6.564)	(7.501)	(12.477)	(2.258)	(1.508)	(491)	(39.695)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	4.327	1.185	7.984	9.838	11.272	10.781	3.899	2.388	737	52.411
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future	18.608		347		2.675			8.292		29.922
Costi futuri di produzione	(4.686)		(138)		(873)			(2.192)		(7.889)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.633)		(3)		(75)			(191)		(3.902)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	10.289	206			1.727			5.909		18.131
Imposte su reddito future	(6.822)		(43)		(204)			(1.839)		(8.908)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	3.467	163			1.523			4.070		9.223
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(1.104)		(76)		(793)			(2.009)		(3.982)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	2.363	87			730			2.061		5.241
Totale	4.327	3.548	8.071	9.838	12.002	10.781	3.899	4.449	737	57.652

(a) I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinate sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi. Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri. I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera. Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2023			
Valore al 31 dicembre 2022	61.256	20.701	81.957
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(19.397)	(5.426)	(24.823)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(33.769)	(19.785)	(53.554)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.659	1.659	
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(4.684)	(1.353)	(6.037)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.691	2.517	9.208
- revisioni delle quantità stimate	6.531	155	6.686
- effetto dell'attualizzazione	10.627	3.033	13.660
- variazione netta delle imposte sul reddito	12.675	14.753	27.428
- acquisizioni di riserve	977	44	1.021
- cessioni di riserve	(845)	(60)	(905)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(1.412)	(2.294)	(3.706)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(20.947)	(8.416)	(29.363)
Valore al 31 dicembre 2023	40.309	12.285	52.594

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2022			
Valore al 31 dicembre 2021	44.615	7.281	51.896
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(25.987)	(4.912)	(30.899)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	56.002	24.343	80.345
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.519	2.139	3.658
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(7.046)	(3.169)	(10.215)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	3.821	2.000	5.821
- revisioni delle quantità stimate	(1.295)	7.134	5.839
- effetto dell'attualizzazione	7.226	1.510	8.736
- variazione netta delle imposte sul reddito	(18.393)	(21.676)	(40.069)
- acquisizioni di riserve	765	10.200	10.965
- cessioni di riserve	(6.436)		(6.436)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	6.465	(4.149)	2.316
Saldo aumenti (diminuzioni)	16.641	13.420	30.061
Valore al 31 dicembre 2022	61.256	20.701	81.957

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totalle
2021			
Valore al 31 dicembre 2020	24.386	3.306	27.692
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(16.402)	(3.381)	(19.783)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	40.864	9.256	50.120
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.304	142	1.446
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.737)	(734)	(3.471)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	2.877	1.385	4.262
- revisioni delle quantità stimate	1.963	1.665	3.628
- effetto dell'attualizzazione	3.810	514	4.324
- variazione netta delle imposte sul reddito	(14.022)	(5.216)	(19.238)
- acquisizioni di riserve	27		27
- cessioni di riserve	(28)		(28)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	2.573	344	2.917
Saldo aumenti (diminuzioni)	20.229	3.975	24.204
Valore al 31 dicembre 2021	44.615	7.281	51.896

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totalle
2020			
Valore al 31 dicembre 2019	45.487	5.410	50.897
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(10.046)	(1.490)	(11.536)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(34.188)	(5.324)	(39.512)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	123	142	265
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	792	(834)	(42)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.147	1.192	5.339
- revisioni delle quantità stimate	36	(285)	(249)
- effetto dell'attualizzazione	7.136	1.065	8.201
- variazione netta delle imposte sul reddito	13.336	3.814	17.150
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve			
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(2.437)	(384)	(2.821)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(21.101)	(2.104)	(23.205)
Valore al 31 dicembre 2020	24.386	3.306	27.692

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2019			
Valore al 31 dicembre 2018	52.411	5.241	57.652
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(18.236)	(1.675)	(19.911)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(14.972)	(2.247)	(17.219)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.240	86	1.326
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.157)	(916)	(2.073)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	5.128	687	5.815
- revisioni delle quantità stimate	5.573	1.377	6.950
- effetto dell'attualizzazione	8.666	1.050	9.716
- variazione netta delle imposte sul reddito	6.013	(761)	5.252
- acquisizioni di riserve	260	2.579	2.839
- cessioni di riserve ^(a)	(429)	(88)	(517)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	990	77	1.067
Saldo aumenti (diminuzioni)	(6.924)	169	(6.755)
Valore al 31 dicembre 2019	45.487	5.410	50.897

(a) Include il valore relativo ai volumi parte di un long-term supply agreement con una compagnia di Stato buyer che ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione di una clausola di take-or-pay per la quale è molto probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo (make up) dei volumi pagati.

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2018			
Valore al 31 dicembre 2017	36.993	2.633	39.626
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(19.793)	(445)	(20.238)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	27.970	671	28.641
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.649		1.649
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.525)	216	(2.309)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.468	14	6.482
- revisioni delle quantità stimate	10.487	(803)	9.684
- effetto dell'attualizzazione	5.670	384	6.054
- variazione netta delle imposte sul reddito	(16.566)	193	(16.373)
- acquisizioni di riserve	5.369	6.700	12.069
- cessioni di riserve	(8.363)		(8.363)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	5.052	(4.322)	730
Saldo aumenti (diminuzioni)	15.418	2.608	18.026
Valore al 31 dicembre 2018	52.411	5.241	57.652

Investimenti tecnici

(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Acquisto di riserve proved e unproved	260	17	57	400	869	
Italia	7					1
Africa Settentrionale	161	6	55	135		
Egitto			2	1		
Africa Sub-Sahariana	11					
Resto dell'Asia				23	869	
America	81	11		241		
Esplorazione	784	708	391	283	586	463
Italia						1
Resto d'Europa	41	82	81	9	43	52
Africa Settentrionale	67	36	11	42	71	20
Egitto	194	163	37	48	86	80
Africa Sub-Sahariana	142	258	81	20	128	22
Kazakhstan	7	2	2	4	7	
Resto dell'Asia	223	163	120	124	141	140
America	110	4	59	36	74	146
Australia e Oceania					36	2
Sviluppo di idrocarburi	6.293	5.238	3.364	3.077	5.931	6.506
Italia	636	301	282	229	289	380
Resto d'Europa	104	127	91	107	110	600
Africa Settentrionale	756	300	206	220	536	525
Egitto	709	712	442	393	1.481	2.205
Africa Sub-Sahariana	2.271	1.492	771	624	1.406	1.635
Kazakhstan	288	351	189	178	371	193
Resto dell'Asia	919	851	824	916	1.028	550
America	471	1.016	532	402	695	381
Australia e Oceania	139	88	27	8	15	37
Altro	56	46	52	55	79	63
	7.133	6.252	3.824	3.472	6.996	7.901

Global Gas & LNG Portfolio



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023	2022	2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,00	0,00	0,00	1,15	0,56	0,51
<i>di cui: dipendenti</i>		0,00	0,00	0,00	0,99	0,96	0,40
<i>contrattisti</i>		0,00	0,00	0,00	1,37	0,00	0,69
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	20.139	48.586	20.843	7.051	11.779	14.807
Utile (perdita) operativo		2.431	3.730	899	(332)	431	387
Utile (perdita) operativo adjusted		3.247	2.063	580	326	193	278
Utile (perdita) netto adjusted		2.373	982	169	211	100	118
Investimenti tecnici		16	23	19	11	15	26
Vendite gas naturale ^(b)	(miliardi di metri cubi)	50,51	60,52	70,45	64,99	72,85	76,60
Italia		24,40	30,67	36,88	37,30	37,98	39,17
Resto d'Europa		23,84	27,41	28,01	23,00	26,72	29,17
<i>di cui: Importatori in Italia</i>		2,29	2,43	2,89	3,67	4,37	3,42
<i>Mercati europei</i>		21,55	24,98	25,12	19,33	22,35	25,75
Resto del mondo		2,27	2,44	5,56	4,69	8,15	8,26
Vendite di GNL ^(c)		9,6	9,4	10,9	9,5	10,1	10,3
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	669	870	847	700	711	734
<i>di cui: all'estero</i>		390	588	571	410	418	416
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	0,69	2,09	1,01	0,36	0,25	0,62

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

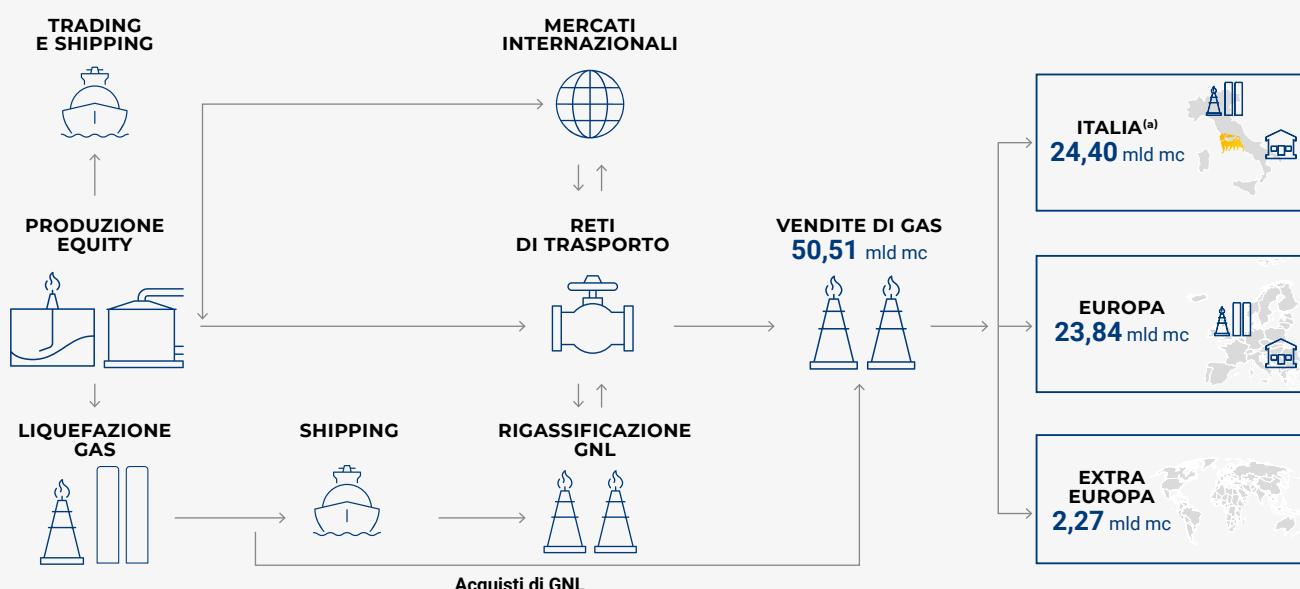
(b) Include vendite intercompany.

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

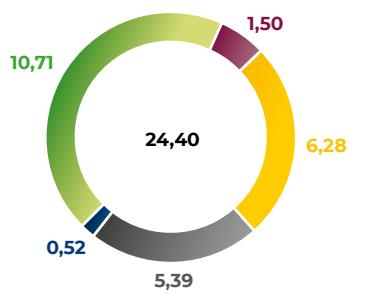
Il settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP) è presente nelle seguenti fasi della catena del valore del gas: approvvigionamento, trading e marketing di gas naturale e GNL. Eni vanta la leadership nel mercato europeo del gas grazie ai vantaggi competitivi assicurati dalla disponibilità di gas con contratti di lungo termine, una

presenza multi-Country, accesso alle infrastrutture, know-how e relazioni di lungo termine con i Paesi produttori. L'integrazione con le attività upstream consente inoltre al settore GGP di Eni di cogliere le opportunità di crescita nel mercato gas e di valorizzare le riserve di gas equity.

CICLO DEL VALORE DEL SETTORE GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO



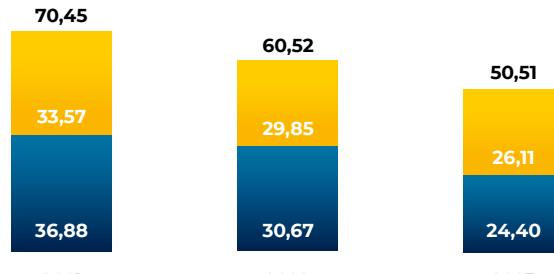
VENDITE GAS ITALIA (miliardi di metri cubi)



PSV e borsa
Autoconsumi

Termoelettrici
Grossisti

VENDITE GAS MONDO (miliardi di metri cubi)



Vendite Italia Vendite internazionali

1 MERCATO

1.1 Gas naturale

Attività di approvvigionamento

L'attività di approvvigionamento di gas naturale di Eni fa leva sulla disponibilità di volumi di produzioni equity, sulla presenza in tutte le fasi della filiera del GNL (liquefazione, shipping e rigassificazione), l'accesso alle infrastrutture di trasporto internazionale, nonché sulla gestione di attività di trading gas per finalità di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali e di ottimizzazione del portafoglio di asset gas e di un programma di risk management.

L'attività di approvvigionamento è attività libera, non soggetta a regolamentazione. I prezzi sono determinati dall'incontro tra domanda e offerta a seguito di libere negoziazioni tra le società di commercializzazione e i produttori di gas naturale. Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio-lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo.

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

Nel corso del 2023, al fine di assicurare una maggiore flessibilità e diversificare ulteriormente le proprie forniture di GNL, Eni ha sottoscritto una serie di importanti accordi, in particolare:

- in Congo un contratto di acquisto di volumi di GNL provenienti dal progetto Congo LNG;
- in Asia meridionale con Merakes LNG Sellers;
- in Qatar un contratto a lungo termine con QatarEnergy LNG NFE.

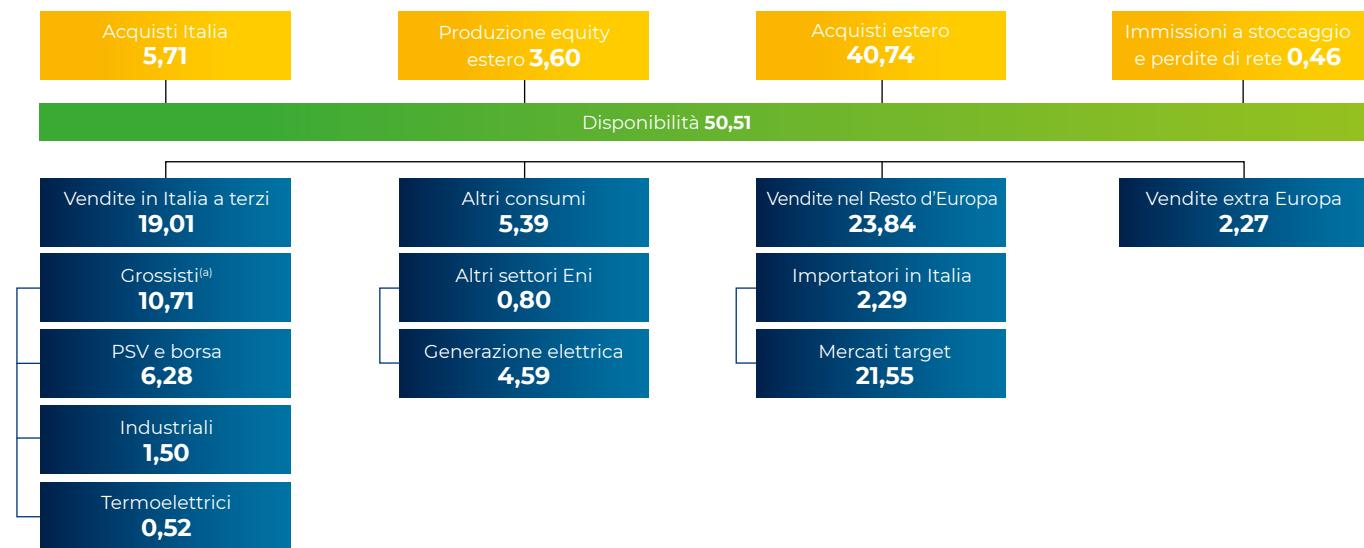
Questi nuovi contratti GNL contribuiscono alla creazione di un portafoglio di GNL che facendo leva sull'approccio integrato di Eni nei Paesi in cui opera e in linea con la strategia di transizione energetica, ha l'obiettivo di aumentare progressivamente la quota di gas nella produzione upstream complessiva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

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 50,05 miliardi di metri cubi, in riduzione di 10,54 miliardi di metri cubi, pari al 17% rispetto al 2022. I volumi di gas approvvigionati all'estero (44,34 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa l'89% del totale, sono diminuiti rispetto al 2022 (-12,85 miliardi di metri cubi; -23%) a causa principalmente dei minori volumi approvvigionati in Russia (-11,04 miliardi di metri cubi), in Francia (-1,28 miliardi di metri cubi), in Egitto (-0,80 miliardi di metri cubi), nel Regno Unito (-0,49 miliardi di metri cubi), in Norvegia (-0,26 miliardi di metri cubi) e in Libia (-0,10 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Qatar (+0,35 miliardi di metri cubi), nei Paesi Bassi (+0,23 miliardi di metri cubi), in Algeria (+0,20 miliardi di metri cubi) e in Indonesia (+0,20 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (5,71 miliardi di metri cubi) registrano un aumento del 68% rispetto al periodo di confronto.

APPROVVIGIONAMENTO ENI DI GAS NATURALE



DISPONIBILITÀ E VENDITA DI GAS NATURALE (miliardi metri cubi)



(a) Sono inclusi i volumi di gas commercializzati a Eni Plenitude.

Commercializzazione in Italia ed Europa

Il mercato europeo del gas è stato caratterizzato dalla riduzione dei consumi causata dalle condizioni climatiche particolarmente miti, che hanno impattato negativamente i consumi del settore civile, dalla debolezza della domanda elettrica, nonché dal recupero del settore idroelettrico e nucleare che hanno determinato un diverso mix dei consumi. In tale scenario, la domanda di gas ha evidenziato un decremento rispetto al 2022

di circa il 10% nei consumi nazionali e di circa l'8% nell'Unione Europea. Le vendite di gas naturale di 50,51 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno registrato una riduzione di 10,01 miliardi di metri cubi rispetto al 2022, pari al 16,5% principalmente a seguito delle minori vendite in Italia, in Europa e nei mercati extraeuropei.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
ITALIA		24,40	30,67	36,88	37,30	37,98	39,17
Grossisti		10,71	12,22	13,37	12,89	13,08	14,67
PSV e borsa		6,28	9,31	12,13	12,73	12,13	12,49
Industriali		1,50	2,89	4,07	4,21	4,62	4,40
Termoelettrici		0,52	0,83	0,94	1,34	1,90	1,50
Autoconsumi		5,39	5,42	6,37	6,13	6,25	6,11
VENDITE INTERNAZIONALI		26,11	29,85	33,57	27,69	34,87	37,43
Resto d'Europa		23,84	27,41	28,01	23,00	26,72	29,17
Importatori in Italia		2,29	2,43	2,89	3,67	4,37	3,42
Mercati europei		21,55	24,98	25,12	19,33	22,35	25,75
Penisola Iberica		2,75	3,93	3,75	3,94	4,22	4,65
Germania/Austria		3,35	3,58	0,69	0,35	2,19	1,93
Benelux		3,75	4,24	3,47	3,58	3,78	5,29
Regno Unito		1,42	1,92	2,65	1,62	1,75	2,22
Turchia		6,90	7,62	8,50	4,59	5,56	6,53
Francia		3,31	3,62	5,80	5,01	4,47	4,95
Altro		0,07	0,07	0,26	0,24	0,38	0,18
Mercati extra europei		2,27	2,44	5,56	4,69	8,15	8,26
TOTALE VENDITE GAS		50,51	60,52	70,45	64,99	72,85	76,60

Le vendite in Italia pari a 24,40 miliardi di metri cubi sono in riduzione del 6,27 miliardi di metri cubi, principalmente per effetto dei minori volumi commercializzati all'hub e presso il settore grossisti e industriale. In diminuzione i ritiri degli importatori in Italia (2,29 miliardi di metri cubi; -0,14 miliardi di metri cubi rispetto al 2022) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico. Le vendite sui mercati europei di 21,55 miliardi di

metri cubi sono in riduzione di 3,43 miliardi di metri cubi rispetto al 2022. Le vendite nei mercati extra europei pari a 2,27 miliardi di metri cubi hanno registrato una riduzione del 7% rispetto allo scorso esercizio (-0,17 miliardi di metri cubi) a seguito dei minori volumi commercializzati nei mercati asiatici.

Di seguito è descritta la presenza Eni nei principali mercati europei:

PRESENZA GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO IN EUROPA



Benelux

Eni è attiva in Benelux nei segmenti industriali, grossista, termoelettrico. Nel 2023 le vendite ammontano a 3,75 miliardi di metri cubi, in riduzione di 0,49 miliardi di metri cubi rispetto al 2022 (pari a -11,6%) a seguito delle minori vendite presso il segmento industriale.

Francia

Eni è presente in Francia in tutti i segmenti di mercato attraverso le proprie strutture commerciali dirette e la società Eni Gas & Power France SA. Nel 2023, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 3,31 miliardi di metri cubi (comprensive delle vendite alle società del gruppo Plenitude) con un decremento di 0,31 miliardi di metri cubi, pari all'8,6%, rispetto al 2022 principalmente dovuto alle minori vendite effettuate ai clienti industriali e alle compagnie locali di distribuzione.

Germania/Austria

Eni nel 2023 ha venduto 3,35 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con una riduzione di 0,23 miliardi di metri cubi rispetto all'anno precedente per effetto dell'ottimizzazione di portafoglio.

Spagna

Eni è presente nel mercato spagnolo del gas naturale attraverso la vendita di gas naturale ai clienti del settore industriale, grossisti e termoelettrico. Nel 2023, le vendite in Spagna sono state di 2,75 miliardi di metri cubi, in riduzione di 1,18 miliardi di metri cubi (-30%) rispetto al 2022 penalizzate dalle minori vendite ai clienti grossisti e industriali.

Turchia

Eni commercializza gas naturale attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2023, le vendite sono state di 6,90 miliardi di metri cubi di gas, con un decremento di 0,72 miliardi di metri cubi, pari al 9,4% rispetto al 2022 per effetto dei minori ritiri effettuati da Botas.

Regno Unito

Eni commercializza nel Regno Unito gas naturale attraverso la consociata EGEM (Eni Global Energy Market) che, tra l'altro, vende il gas equity prodotto dai giacimenti Eni nel Mare del Nord e opera nei principali hub del Nord Europa (NBP, Zeebrugge, TTF). Nel 2023, le vendite Eni sono state di 1,42 miliardi di metri cubi con un decremento di 0,50 miliardi di metri cubi, pari al 26% rispetto al 2022 a seguito della riduzione dei volumi venduti all'hub.

1.2 GNL

Eni è presente in tutte le fasi della filiera del GNL: liquefazione, gas feeding, shipping, rigassificazione e vendita.

Al fine di consolidare il portafoglio GNL, facendo leva sulle forti relazioni con i Paesi dove Eni opera e in linea con la strategia di transizione energetica della società, Eni, nel mese di ottobre 2023, ha sottoscritto un accordo con Merakes LNG Sellers per l'acquisto di GNL da 0,8 miliardi di metri cubi/anno a partire da gennaio 2024 per 3 anni, che si aggiungono al contratto in essere dal 2017 con Jangkrik LNG Sellers da 1,4 miliardi di metri cubi/anno, incrementando il GNL complessivo disponibile dall'impianto di Bontang.

Inoltre, sempre nel mese di ottobre 2023, è stato firmato un contratto di lungo termine per la fornitura fino a 1,5 miliardi di metri cubi di GNL/anno con QatarEnergy LNG NFE, la joint venture tra Eni e QatarEnergy per lo sviluppo del progetto North Field East. Il GNL sarà consegnato presso il terminale ricevente "FSRU Italia", a Piombino, con consegne previste a partire dal 2026, per 27 anni. La produzione di GNL del Qatar aumenterà di 45 miliardi di metri cubi oltre agli attuali 108 miliardi di metri cubi. L'accordo amplia il portafoglio di importazioni dal Qatar, rispetto a 2,9 miliardi di metri cubi/anno che Eni importa in Europa già dal 2007.

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

simità della Floating Storage Unit (FSU) Excalibur ed è stata avviata l'introduzione di gas presso l'impianto di liquefazione galleggiante.

Per quanto riguarda il progetto "Tango" Floating Liquefied Natural Gas (FLNG), a settembre 2023 è stato firmato in Congo un contratto di acquisto di volumi di GNL provenienti dal progetto Congo LNG fino a circa 4,5 miliardi di metri cubi/anno a partire dal primo trimestre 2024. Il progetto e i relativi prelievi si articolano in due fasi: nella prima, l'impianto avrà una capacità di liquefazione di circa 1 miliardo di metri cubi, poi nel 2025 entrerà in produzione un secondo impianto con una capacità di circa 3,5 miliardi di metri cubi.

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

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

2 Trasporto internazionale

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

Eni ha conferito le partecipazioni nel gasdotto onshore TTPC e nel gasdotto TMPC nella società SeaCorridor Srl della quale Snam ha acquistato il 49,9% del capitale sociale, mentre il restante 50,1% continua ad essere detenuto da Eni. Eni e Snam esercitano un controllo congiunto su SeaCorridor Srl, sulla base dei principi di governance paritetica.

Di seguito viene fornita una descrizione dei principali gasdotti:

- **il gasdotto TTPC** per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 740 chilometri (due linee lunghe ciascuna 370 chilometri) e della capacità di trasporto al punto di consegna di Oued Saf Saf di 34,3 miliardi di metri cubi/anno. Dotato di cinque stazioni di compressione, attraversa il territorio tunisino dalla località di

Oued Saf Saf, alla frontiera algerina, fino alla località di Cap Bon, sul Canale di Sicilia, dove si connette con il gasdotto TMPC;

- **il gasdotto TMPC** per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 775 chilometri (cinque linee lunghe ciascuna 155 chilometri) e della capacità di trasporto di 33,5 miliardi di metri cubi/anno. Realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia da Cap Bon a Mazara del Vallo, punto di ingresso in Italia;
- **il gasdotto GreenStream** per l'importazione del gas libico prodotto dai giacimenti di Wafa e Bahr Essalam operati da Eni. Il gasdotto, composto da una linea di 516 chilometri, realizza l'attraversamento sottomarino del Mar Mediterraneo collegando l'impianto di trattamento di Mellitah sulla costa libica con Gela in Sicilia, punto di ingresso nella rete nazionale di gasdotti. La capacità originaria del gasdotto ammonta a circa 11,5 miliardi di metri cubi/anno;
- **il gasdotto sottomarino Blue Stream** che collega la Russia alla Turchia attraverso il Mar Nero. Posato a profondità record (oltre 2.150 metri), il gasdotto sviluppa complessivamente 774 chilometri su due linee e ha una capacità di trasporto di 16 miliardi di metri cubi/anno.

APPROVVIGIONAMENTO DI GAS NATURALE

	(miliardi di metri cubi)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		5,71	3,40	3,59	7,47	5,57	5,46
Russia		6,16	17,20	30,21	22,49	24,36	26,10
Algeria (incluso il GNL)		12,06	11,86	10,12	5,22	6,66	12,02
Libia		2,52	2,62	3,18	4,44	5,86	4,55
Paesi Bassi		1,62	1,39	1,41	1,11	4,12	3,95
Norvegia		6,49	6,75	7,52	7,19	6,43	6,75
Regno Unito		1,42	1,91	2,65	1,62	1,75	2,21
Indonesia (GNL)		1,56	1,36	1,81	1,15	1,58	3,06
Qatar (GNL)		2,91	2,56	2,30	2,47	2,79	2,56
Altri acquisti di gas naturale		5,89	8,11	2,39	5,24	7,90	5,50
Altri acquisti di GNL		3,71	3,43	5,80	3,76	3,40	1,97
Esteri		44,34	57,19	67,39	54,69	64,85	68,67
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		50,05	60,59	70,98	62,16	70,42	74,13
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		0,54	0,00	(0,86)	0,52	0,08	0,08
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni		(0,08)	(0,07)	(0,04)	(0,03)	(0,22)	(0,18)
Disponibilità per la vendita delle società consolidate		50,51	60,52	70,08	62,65	70,28	74,03
Disponibilità per la vendita delle società collegate		0,00	0,00	0,37	2,34	2,57	2,57
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		50,51	60,52	70,45	64,99	72,85	76,60

VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

	(miliardi di metri cubi)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Vendite delle società consolidate		50,51	60,52	69,99	62,58	70,17	73,68
Italia (inclusi autoconsumi)		24,40	30,67	36,88	37,30	37,98	39,17
Resto d'Europa		23,84	27,41	27,69	21,54	25,21	27,42
Extra Europa		2,27	2,44	5,42	3,74	6,98	7,09
Vendite delle società collegate (quota Eni)		0,00	0,00	0,46	2,41	2,68	2,92
Resto d'Europa		0,00	0,00	0,32	1,46	1,51	1,75
Extra Europa		0,00	0,00	0,14	0,95	1,17	1,17
TOTALE VENDITE GAS		50,51	60,52	70,45	64,99	72,85	76,60

VENDITE DI GNL

	(miliardi di metri cubi)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Europa		7,3	7,0	5,4	4,8	5,5	4,7
Extra Europa		2,3	2,4	5,5	4,7	4,6	5,6
Totale vendite di GNL		9,6	9,4	10,9	9,5	10,1	10,3

INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO

Tratta	Linee (n.)	Lunghezza complessiva (km)	Diametro (pollici)	Capacità di trasporto ^(a) (mld mc/a)	Stazioni di compressione (n.)
TTPC (Oued Saf Saf-Cap Bon)	2 linee da 370 km	740	48	34,3	5
TMPC (Cap Bon-Mazara del Vallo)	5 linee da 155 km	775	20/26	33,5	
Greenstream (Mellitah-Gela)	1 linea da 516 km	516	32	11,5	1
Blue Stream (Beregovaya-Samsun)	2 linee da 387 km	774	24	16,0	1

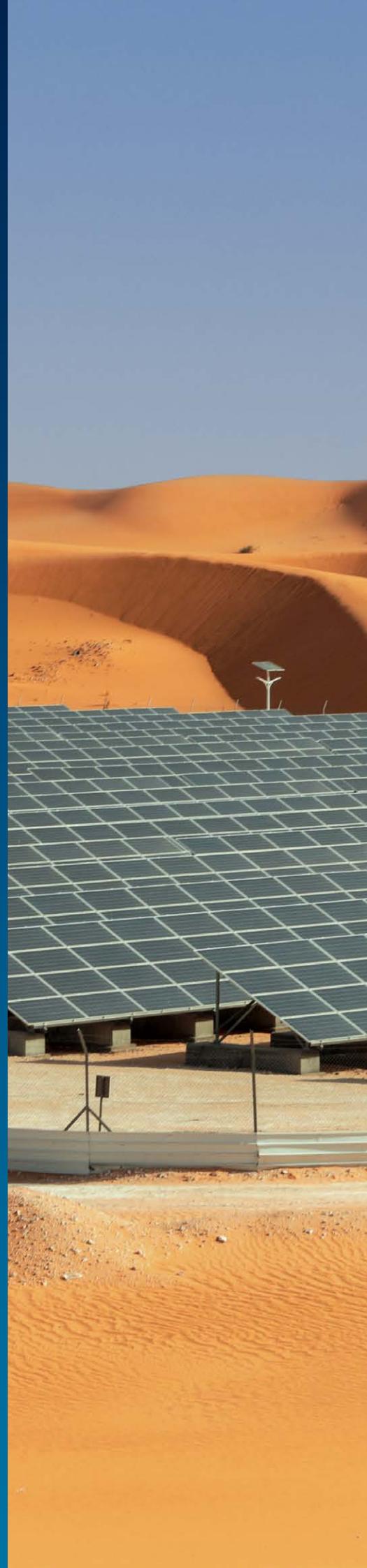
(a) Comprende sia la capacità di transito sia il quantitativo destinato ai mercati locali e prelevato in vari punti lungo il gasdotto.

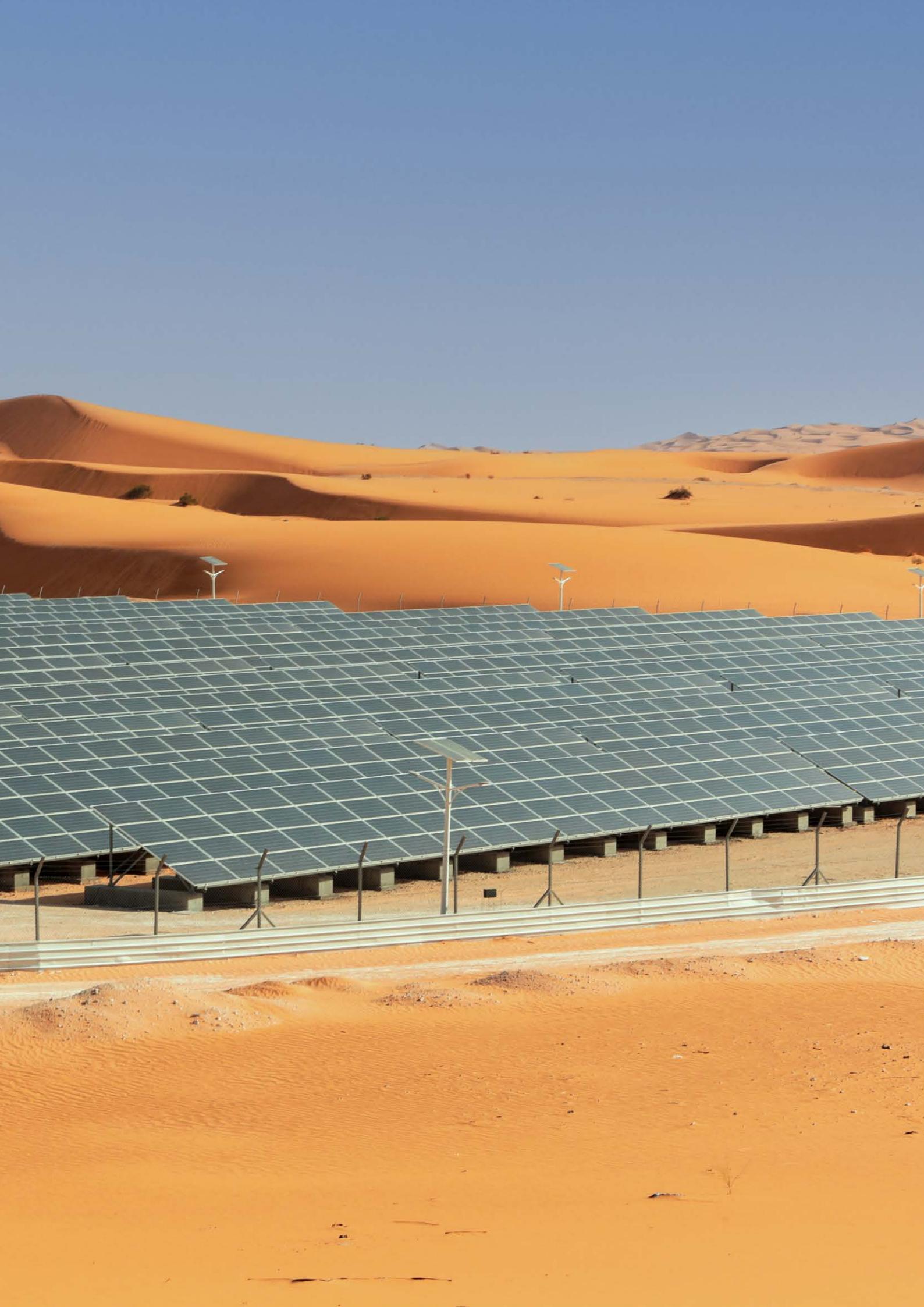
INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Mercato		13	2		5	3	19
<i>Italia</i>							8
<i>Estero</i>		13	2		5	3	11
Trasporto internazionale		3	21	19	6	12	7
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI		16	23	19	11	15	26

ENERGY EVOLUTION

Enilive, Refining e Chimica
Plenitude & Power
Attività Ambientali





Enilive, Refining e Chimica



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023	2022	2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ora lavorate) x 1.000.000	0,75	0,81	0,80	0,80	0,27	0,56
di cui: dipendenti		0,96	0,95	1,13	1,17	0,24	0,49
contrattisti		0,50	0,69	0,49	0,48	0,29	0,62
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	52.558	59.178	40.374	25.340	42.360	46.483
Utile (perdita) operativo		(1.397)	460	45	(2.463)	(682)	(501)
Utile (perdita) operativo adjusted		555	1.929	152	6	21	360
- Enilive e Refining		1.169	2.183	(46)	235	289	370
- Chimica		(614)	(254)	198	(229)	(268)	(10)
Utile (perdita) netto adjusted		670	1.914	62	(246)	(42)	224
Investimenti tecnici		982	878	728	771	933	877
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	866	543	665	710	311	253
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,65	1,10	1,10	1,10	1,10	0,36
Tasso di utilizzo medio delle bioraffinerie ^(c)	(%)	72	58	65	63	44	63
Grado di conversione del sistema di raffinazione oil		47	42	49	54	54	54
Capacità bilanciata delle raffinerie (quota Eni)	(migliaia di barili/giorno)	528	528	548	548	548	548
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale		77	79	76	69	88	91
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,51	7,50	7,23	6,61	8,25	8,39
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.267	5.243	5.314	5.369	5.411	5.448
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.645	1.587	1.521	1.390	1.766	1.776
Grado di efficienza della rete	(%)	1,19	1,20	1,19	1,22	1,23	1,20
Produzione di prodotti chimici	(migliaia di tonnellate)	5.663	6.856	8.496	8.073	8.068	9.483
Vendite di prodotti chimici		3.117	3.752	4.471	4.339	4.295	4.946
Tasso di utilizzo medio degli impianti chimici	(%)	51	59	66	65	67	76
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	14.092	13.132	13.072	11.471	11.626	11.457
- di cui all'estero		4.257	4.146	4.044	2.556	2.591	2.594
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	5,69	6,00	6,72	6,65	7,97	8,19
Emissioni di GHG (Scope 1)/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate CO ₂ eq./migliaia di tonnellate)	232	233	228	248	248	253

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

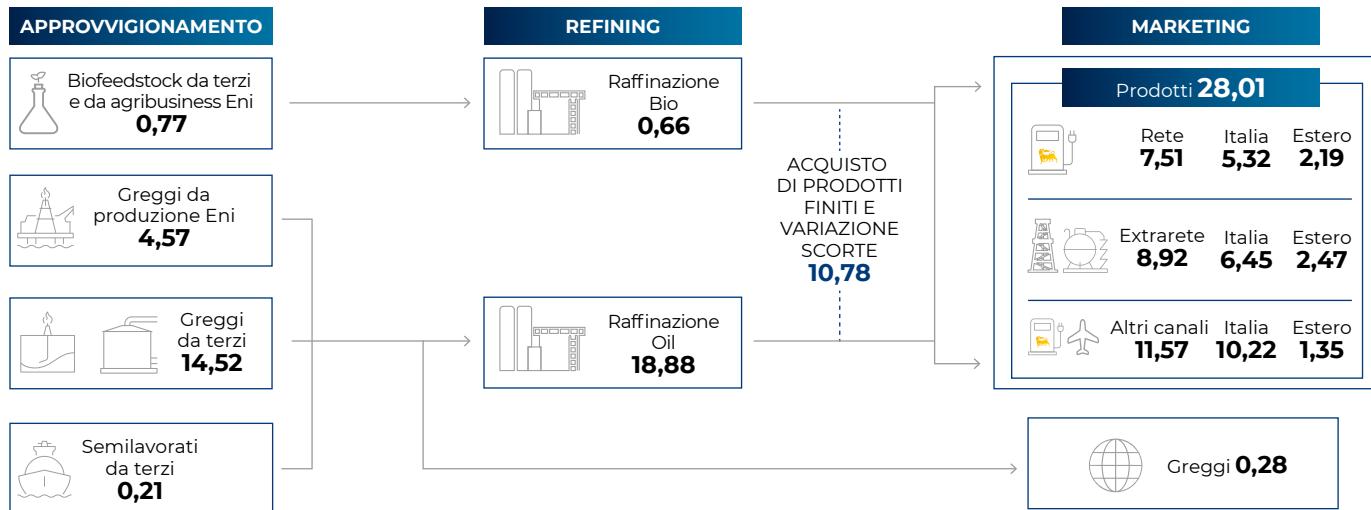
(c) Per il 2023 e 2022 il tasso è calcolato sulla base della capacità effettiva dell'impianto.

Il settore Enilive, Refining e Chimica è impegnato nell'approvvigionamento e nella raffinazione di biofeedstock e greggi, stoccaggio, produzione, distribuzione e commercializzazione di biocarburanti, prodotti petroliferi, biometano, soluzioni di smart mobility e servizi legati alla mobilità, produzione e distribuzione di prodotti chimici di base, intermedi, materie plastiche, elastomeri e chimica da fonti rinnovabili. Include i risultati delle attività del business Enilive e Refining e del business della Chimica che sono stati accorpati in un unico settore in quanto presentano caratteristiche simili.

Nel business Enilive e Refining, Eni, attraverso Enilive¹, svolge attività di approvvigionamento di biofeedstock, lavorazione e produzione di biocarburanti, in Italia presso le bioraffinerie di Venezia e Gela, negli Stati Uniti con un interest del 50% nella bioraffineria di Chalmette, in grado di lavorare biofeedstock sostenibili, biometano, nonché attività di smart mobility, tra cui il car sharing Enjoy, e di commercializzazione e distribuzione di tutti i vettori energetici per la mobilità, anche attraverso le oltre 5.000 Enilive Station in Europa, dove è presente un'ampia offerta di prodotti, tra cui i carburanti di natura biogenica come l'HVO (Hydrogenated Vegetable Oil), il bio-GPL e il biometano, nonché l'idrogeno e l'elettrico, oltre ad altri prodotti come i bitumi, i lubrificanti e i combustibili.

Enilive ha l'obiettivo di fornire servizi e prodotti progressivamente decarbonizzati per la transizione energetica, accelerando il percorso verso la riduzione delle emissioni lungo il loro intero ciclo di vita. La rete di stazioni Enilive supporta anche altri servizi di mobilità tra cui la ristorazione, anche attraverso la collaborazione con l'Accademia Niko Romito e l'apertura del primo ristorante "ALT Stazione del Gusto a Roma".

CICLO PRODUZIONE PRODOTTI PETROLIFERI^(a)



(a) I valori espressi in milioni di tonnellate si riferiscono al 2023.

(1) A partire dal 1° gennaio 2023 Enilive SpA, società controllata al 100% da Eni, ha acquisito da Eni SpA il ramo relativo alla raffinazione bio, commercializzazione e distribuzione di carburanti e altri prodotti petroliferi e bio e servizi alla mobilità.

i negozi di prossimità e numerosi servizi a supporto delle persone in movimento, come i punti Telepass, le auto Enjoy, il pagamento dei bollettini postali e gli Amazon Locker. Il business si occupa anche della commercializzazione sul mercato extrarete, costituito prevalentemente da rivenditori, imprese industriali, società di servizi, Enti pubblici e le imprese municipalizzate, condomini, operatori del settore agricolo e della pesca; tra le altre vendite effettuate dal business rilevano per lo più quelle verso le altre oil companies.

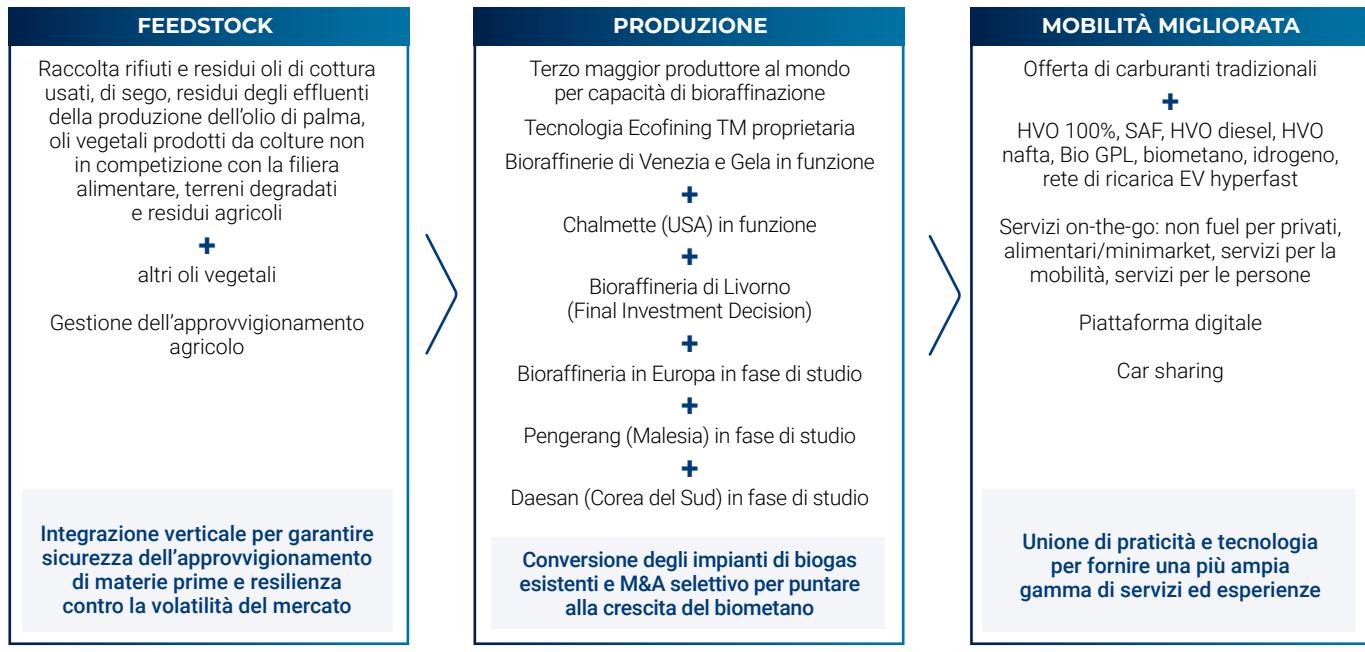
Attraverso il business della raffinazione oil, Eni svolge attività di lavorazione di greggi, produzione e stoccaggio e movimentazione di prodotti petroliferi in Italia, Germania e Medio Oriente (attraverso il 20% interest in ADNOC Refining) quali benzine, gasoli, biodiesel, GPL, lubrificanti messi a disposizione del sistema Enilive o rivenduti su cargo market.

Il business della Chimica è gestito attraverso Versalis, società controllata al 100% da Eni, che opera a livello internazionale nei settori della chimica di base e degli intermedi, delle materie plastiche, delle gomme e della chimica da fonti rinnovabili. L'attività è gestita attraverso le sue sei aree di business: intermedi, polietilene, stirenici, elastomeri, biochem, moulding e compounding.

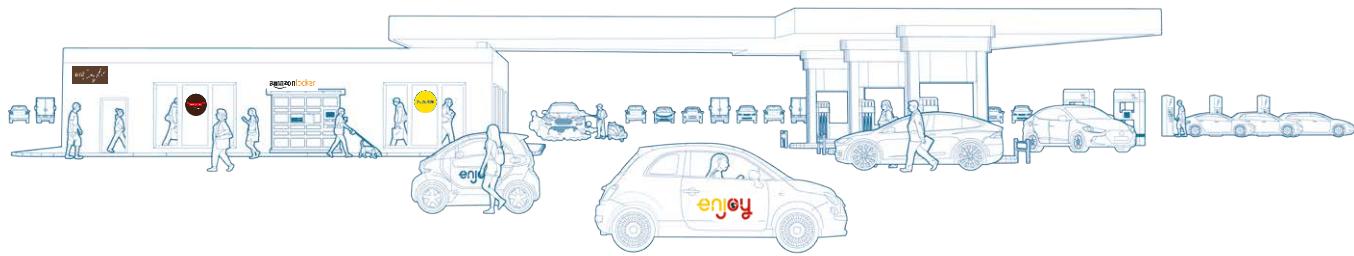
SISTEMA INTEGRATO ENILIVE E REFINING

Eni è attiva nel settore della raffinazione e della commercializzazione di prodotti oil e non oil in Italia e all'estero e opera attraverso bioraffinerie e impianti tradizionali di raffinazione di proprietà e partecipati, una rete di punti vendita e un sistema integrato di depositi.

ENILIVE



ENI LIVE STATION OLTRE LA MOBILITÀ



Bioraffinazione

Eni, in Italia, ha riconvertito i siti di Venezia e Gela in moderne bioraffinerie, con una capacità installata a regime di 1,10 milioni di tonnellate/anno, in grado di produrre diesel a minore contenuto carbonico attraverso la tecnologia proprietaria Ecofining™, considerando la recente acquisizione della bioraffineria di Chalmette la capacità installata totale è pari a 1,65 milioni di tonnellate/anno.

Venezia (Porto Marghera): nel giugno 2014 è stata avviata la bioraffineria di Porto Marghera, della capacità di circa 0,4 milioni di tonnellate/anno, in grado di trasformare biofeedstock (sia olio vegetale che rifiuti e residui) in biocarburanti, sfruttando la tecnologia Eni (Ecofining™). È previsto un aumento della capacità a 0,6 milioni di tonnellate/anno con avvio di produzione biojet (SAF) a partire dal 2025.

Gela: nel 2020 è stata raggiunta la piena operatività grazie all'applicazione della tecnologia di conversione Ecofining™, sviluppata da Eni, in grado di convertire oli vegetali e feed-stock costituito da rifiuti e residui, quali oli usati da cucina e grassi animali, in HVO. Le caratteristiche dell'impianto insieme ad una forte strategia di approvvigionamento, consentono di produrre HVO nel rispetto dei recenti vincoli normativi in termini di riduzione delle emissioni di GHG lungo tutto il ciclo di vita del prodotto. A marzo 2021 è stata avviata l'Unità di Trattamento Biomasse (BTU) per ampliare la gamma di materie prime da trattare da parte dell'impianto, consentendo la sostituzione dell'olio di palma con materie prime più sostenibili. Inoltre, nell'ambito dei progetti volti a rafforzare l'aggregazione territoriale, la formazione universitaria e l'imprenditoria giovanile, a

gennaio 2024 è stato definito il contratto tra Bioraffineria di Gela e Comune di Gela per l'avvio del Centro polifunzionale Macchitella Lab. L'accordo prevede da parte della Bioraffineria di Gela la concessione gratuita al Comune per l'uso dell'immobile "ex Casa Albergo Eni" per un periodo di due anni, con possibilità di proroga. Il Comune si impegnerà a utilizzare l'immobile esclusivamente per le attività previste dal Progetto Macchitella Lab e a sostenere le spese ordinarie.

Chalmette: a giugno 2023, Enilive e PBF Energy Inc. (PBF) hanno finalizzato la joint venture paritetica in St. Bernard Renewables LLC (SBR), una bioraffineria operativa co-locata con la Raffineria di Chalmette di PBF in Louisiana (USA). La bioraffineria è entrata in esercizio con una capacità di lavorazione di circa 1,1 mln di tonnellate/anno di materie prime, con capacità di pretrattamento complete. Produrrà principalmente HVO Diesel utilizzando il processo Ecofining™ sviluppato da Eni in collaborazione con Honeywell UOP.

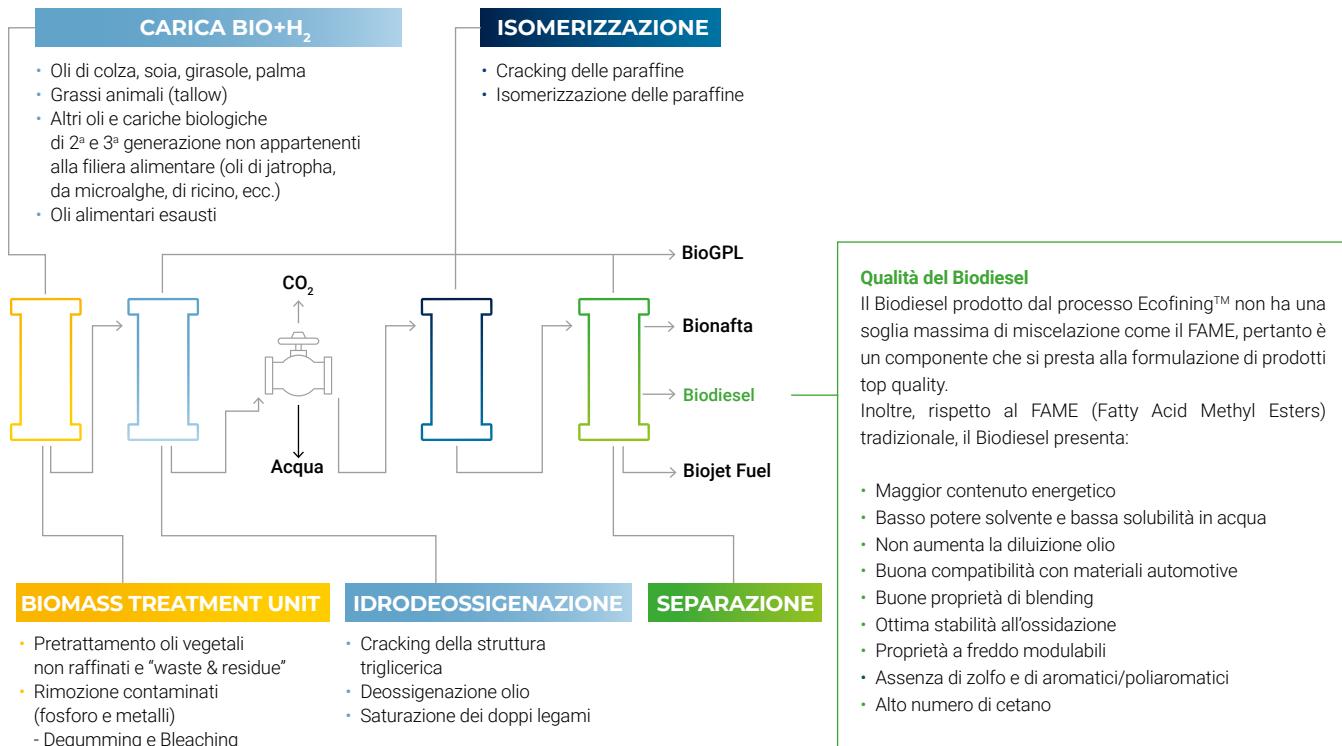
Enilive e LG Chem a gennaio 2024 hanno sottoscritto un accordo di joint venture che rappresenta un ulteriore passo verso la decisione finale di investimento per il progetto di una nuova bioraffineria in Corea del Sud. L'accordo fa seguito alla valutazione, effettuata nel mese di settembre 2023, per lo sviluppo e la gestione di una

nuova bioraffineria nel sito petrolchimico di LG Chem a Daesan, in Corea del Sud. L'obiettivo è di completare l'impianto entro il 2026 e trattare circa 400.000 tonnellate/a di materie prime biogeniche utilizzando la tecnologia Ecofining™ di Eni per rendere disponibili diversi prodotti, tra cui il Sustainable Aviation Fuel, il biocarburante HVO diesel e la bionaftha.

Nell'ambito della strategia di decarbonizzazione, in coerenza con il percorso di trasformazione delle raffinerie tradizionali e dello sviluppo di nuove bioraffinerie, a novembre 2023, Eni ha firmato un accordo con Saipem, finalizzato allo studio e all'eventuale realizzazione di impianti per la produzione di biojet, carburante sostenibile per l'aviazione, e del biocarburante HVO-diesel, prodotti al 100% da materie prime rinnovabili.

I volumi di bio-feedstock processati sono pari a 866 mila tonnellate in aumento del 59,5% rispetto al 2022, (+323 mila tonnellate), beneficiando del contributo di Chalmette e dei maggiori volumi lavorati presso la bioraffineria di Gela. Nel 2023 sono state esitate produzioni di biocarburanti (HVO) per 635 mila tonnellate secondo le certificazioni in uso (Direttive Europee RED e correlate), in aumento del 48% rispetto al 2022, grazie al contributo di Chalmette.

CICLO PRODUTTIVO DEI BIOCARBURANTI



Rete Italia

In Italia, Eni è leader nella distribuzione rete di prodotti petroliferi con una quota di mercato del 21,4%, in diminuzione rispetto al 2022 (21,7%). Nel 2023, le vendite sulla rete in Italia (5,32 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente in linea. L'erogato medio (1.479 mila litri) è aumentato di 34 mila litri rispetto al 2022 (1.445 mila litri). Al 31 dicembre 2023 la rete di distribuzione in Italia è

costituita da 3.976 stazioni di servizio con una riduzione di 27 unità rispetto al 31 dicembre 2022 (4.003 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (-23 unità) delle minori concessioni autostradali (-3 unità), del saldo negativo tra aperture e chiusure sulla rete di proprietà (-1 unità).

BUSINESS RETE ED EXTRARETE EUROPA - POSIZIONAMENTO DI ENI NEL 2023

FRANCIA

Stazioni di servizio: **157** unità
Erogato medio: **1.930** mgl di litri
Vendite wholesale: **317** mgl ton
Vendite rete: **247** mgl ton
Quota mercato rete: **0,7%**

GERMANIA

Stazioni di servizio: **527** unità
Erogato medio: **2.778** mgl di litri
Vendite wholesale: **763** mgl ton
Vendite rete: **1.117** mgl ton
Quota mercato rete: **3,2%**

SPAGNA

Stazioni di servizio: **17** unità
Erogato medio: **2.500** mgl di litri
Vendite wholesale: **187** mgl ton
Vendite rete: **27** mgl ton
Quota mercato rete: **0,1%**

AUSTRIA

Stazioni di servizio: **325** unità
Erogato medio: **2.324** mgl di litri
Vendite wholesale: **292** mgl ton
Vendite rete: **614** mgl ton
Quota mercato rete: **12,2%**

SVIZZERA

Stazioni di servizio: **265** unità
Erogato medio: **930** mgl di litri
Vendite wholesale: **344** mgl ton
Vendite rete: **193** mgl ton
Quota mercato rete: **6,5%**

ITALIA

Stazioni di servizio: **3.976** unità
Erogato medio: **1.479** mgl di litri
Vendite wholesale: **6.453** mgl ton
Vendite rete: **5.321** mgl ton
Quota mercato rete: **21,4%**

Rete Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,19 milioni di tonnellate in aumento rispetto al 2022 (+3,3%), a seguito dei maggiori volumi venduti principalmente in Germania e Svizzera, che hanno compensato la riduzione registrata in Francia. Al 31 dicembre 2023 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da

1.291 stazioni di servizio, (+51 unità rispetto al 31 dicembre 2022) principalmente grazie alle aperture in Germania, Spagna e Francia, bilanciate dalle riduzioni dei distributori in Austria e Svizzera. L'erogato medio (2.166 mila litri) è aumentato di 138 mila litri rispetto al 2022 (2.027 mila litri).

Commercializzazione extrarete

Nel mercato extrarete, Eni commercializza carburanti e combustibili: GPL, nafta, benzina, gasolio, jet fuel, lubrificanti, oli combustibili e bitumi. I clienti sono i rivenditori, le imprese industriali, le società di servizi, gli Enti pubblici e le imprese municipalizzate e i consumatori finali (trasportatori, condomini, operatori del settore agricolo e della pesca, ecc.). Eni mette al servizio della clientela la propria esperienza nel campo dei carburanti e dei combustibili con una gamma di prodotti che copre tutte le esigenze del mercato. L'assistenza ai clienti e la distribuzione dei prodotti sono assicurate dalla capillare organizzazione commerciale e logistica presente su tutto il territorio nazionale articolata in una struttura diretta (uffici territoriali vendite) e una rete indiretta di agenti e rivenditori/concessionari.

Le vendite extrarete in Italia pari a 6,45 milioni di tonnellate sono aumentate del 4,2% rispetto al 2022, per effetto delle maggiori vendite di jet fuel che ha compensato le minori vendite presso tutti gli altri segmenti. Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 1,94 milioni di tonnellate, sono diminuite del 20,5% rispetto al 2022, in particolare in Germania, Spagna, Austria. Le vendite al settore Petrochimica (0,44 milioni di tonnellate) sono in aumento del 12,8%. Le altre vendite in Italia e all'estero (11,14 milioni di tonnellate) sono in aumento di 0,39 milioni di tonnellate, +3,6% per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere.

L'attività di commercializzazione del GPL in Italia è supportata dalla produzione del circuito di raffinazione e dalla rete logistica di Eni, dalla disponibilità di 2 stabilimenti di imbottigliamento e un deposito secondario di proprietà e dall'importazione di prodotto sui 3 depositi costieri di Livorno, Napoli e Ravenna. Il GPL è utilizzato come combustibile per impianti di riscaldamento nonché nell'autotrazione. Nel 2023 la quota di mercato Eni sul mercato domestico e autotrazione è stata pari al 15%. All'estero, il mercato più rilevante per Eni è l'Ecuador, con una quota di mercato pari al 36,5%. Eni dispone di 5 impianti per la produzione di lubrificanti finiti e grassi in Italia, Spagna, Germania, Africa ed Estremo Oriente alcuni dei quali in partecipazione. Con una gamma di prodotti composta da oltre 650 miscele differenti, Eni vanta un know-how tra i più elevati in campo Internazionale nella formulazione di prodotti destinati sia all'autotrazione (oli motore, fluidi speciali e oli trasmissione) sia all'industria (lubrificanti per impianti idraulici, ingranaggi, macchine industriali e lavorazione dei metalli). In Italia, Eni è leader nella produzione e nella commercializzazione di basi lubrificanti, prodotti presso la raffineria di Livorno. Eni possiede anche uno stabilimento per la produzione di additivi per lubrificanti presso Robassomero (TO). Nel 2023 la quota di mercato detenuta da Eni nel segmento lubrificanti è stata pari al 15,3% in Italia, circa il 2% in Europa e l'1% su base mondiale. Eni distribuisce i propri prodotti in più di 80 Paesi attraverso consociate, contratti di licensing e distributori.

Smart mobility

Eni dal 2013 è presente in diverse città italiane con il servizio di vehicle sharing Enjoy, sviluppato in partnership con Fiat. Il servizio è erogato secondo il modello "free floating", cioè con prelievo e restituzione del veicolo in qualsiasi punto all'interno dell'area coperta dal servizio. La fruizione, dall'individuazione, prenotazione e apertura del veicolo e fino al termine del noleggio, è gestita completamente online attraverso app per dispositivi mobili o attraverso il portale web di Enjoy. Dal 2018 il servizio mette a disposizione anche l'uso dei mezzi commerciali in modalità free-floating (Enjoy Cargo) all'interno dell'area di copertura per il trasporto condiviso di "cose". Enjoy già attivo in modalità free floating nelle città di Milano, Roma, Torino, Bologna e Firenze, da novembre 2023 è presente anche a Padova con modalità Enjoy Point che prevede l'attivazione e termine del noleggio presso i punti vendita dedicati.

La flotta Enjoy disponibile a dicembre 2023 è costituita da 3.213 veicoli complessivi di cui 2.272 ibridi, 580 elettrici e 34 veicoli Cargo, distribuiti su alcune delle principali città italiane: Milano (1.400 auto e 15 Cargo), Roma (1.085 auto e 11 Cargo), Torino (347 auto), Bologna (193 auto e 8 Cargo), Firenze (139 auto), Padova (15 auto).

Numero medio di noleggi mese nell'anno 2023 comprensivo delle YOYO: 176.783 noleggi/mese.

A settembre è stata inaugurata la prima stazione di servizio ALT Stazione del Gusto a Roma, è il primo ristorante di Enilive in collaborazione con Accademia Niko Romito. Enilive conferma l'impegno nel proseguire il percorso di rinnovo e ampliamento dell'offerta di servizi nella rete dei suoi oltre 5.000 punti vendita in Europa, trasformando le stazioni Eni in 'mobility point' in grado di soddisfare un numero sempre maggiore di esigenze delle persone in movimento. La partnership prevede un piano di sviluppo anche tramite franchising con l'obiettivo di raggiungere 100 aperture nel prossimo quadriennio.

Mobilità sostenibile

Relativamente allo sviluppo e alla diffusione dell'utilizzo del diesel HVOlution, il primo diesel di Enilive prodotto con 100% di materie prime rinnovabili, un biocarburante che viene prodotto da materie prime di scarto e residui vegetali, e da olii generati da colture non in competizione con la filiera alimentare, sono stati raggiunti importanti accordi con diversi partner:

- a marzo, nell'ambito del percorso finalizzato alla decarbonizzazione dei trasporti e della mobilità, Enilive e il Gruppo Spinelli, leader nel settore della logistica integrata, hanno sottoscritto un

contratto biennale per alimentare la flotta del Gruppo Spinelli con HVOlution. La fornitura del biocarburante al Gruppo Spinelli è resa possibile dalla rete dei punti vendita Enilive;

- nel mese di maggio, Eni ha firmato con RINA, multinazionale di ispezione, certificazione e consulenza ingegneristica, un importante accordo nell'ambito della transizione energetica e decarbonizzazione del trasporto navale: l'accordo prevede il coinvolgimento delle due aziende per sviluppare l'utilizzo nel settore navale di biocarburante HVO (Hydrogenated Vegetable Oil) prodotto da Eni nelle bioraffinerie di Venezia e Gela e di altri vettori energetici. Inoltre, è previsto anche lo sviluppo di iniziative che coinvolgano l'intera catena logistica dei nuovi vettori energetici e l'adozione di metodologie certificate per il computo "tassonomico" dei benefici in termini di minori emissioni di CO₂ resi possibili dai nuovi vettori lungo tutta la catena del valore;
- a giugno, Enilive ha sottoscritto un accordo per la fornitura e utilizzo di HVOlution verso il Gruppo Azimut-Benetti. Si tratta del primo accordo relativo all'industria dello yachting finalizzato alla decarbonizzazione del settore della nautica da diporto. Il Gruppo Azimut - Benetti introdurrà HVOlution in sostituzione del carburante di origine fossile oggi impiegato dai brand Azimut e Benetti per i test tecnici dei nuovi yacht, per le prove in mare e per la movimentazione dei modelli prototipo.

- per lo sviluppo dei progetti di decarbonizzazione del trasporto aereo, a maggio 2023, Kenya Airways ha effettuato il suo primo volo con il SAF (Sustainable Aviation Fuel) di Enilive. Il carburante convenzionale JetA1 è miscelato con Eni Biojet prodotto dalla raffineria di Livorno attraverso la distillazione delle bio-componenti prodotte nella bioraffineria di Gela;
- Enilive, tramite la società Enimoov (ex Eni Fuel) e il Gruppo Lannutti, operatore leader nel settore logistica e trasporti su strada, hanno sottoscritto un accordo per l'utilizzo di HVOlution. Con i 300 camion della flotta italiana già tutti alimentati esclusivamente a HVO, su un parco mezzi totale a livello Europa di 1.500 unità, il Gruppo Lannutti è oggi presente in 8 Paesi europei, sceglie di contribuire attivamente al percorso di decarbonizzazione;
- a novembre 2023, firmato un accordo con Saipem, per lo studio e l'eventuale realizzazione di impianti per la produzione di biocarburanti per l'aviazione e il trasporto su strada;
- Enilive ha firmato con Ryanair, una Lettera d'Intenti (LoI) per una fornitura a lungo termine di carburante sostenibile per l'aviazione (Sustainable Aviation Fuel) fornito da Enilive in alcuni aeroporti in Italia in cui opera. Questo accordo potrebbe consentire a Ryanair di avere accesso a fino a 100.000 tonnellate di SAF tra il 2025 e il 2030 (equivalenti a 20.000 voli dall'aeroporto di Milano Malpensa a Dublino).

RAFFINAZIONE OIL

Nel 2023, la capacità bilanciata del sistema di raffinazione Eni è stata di circa 26,4 milioni di tonnellate (528 mila barili/giorno) con un indice di conversione del 47%. La capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stata di 18,4 milioni di tonnellate (368 mila

barili/giorno), con un indice di conversione del 45%. Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Europa nel 2023 sono state di 18,88 milioni di tonnellate, sostanzialmente in linea rispetto al 2022.

SISTEMA DI RAFFINAZIONE 2023

Raffinerie di proprietà	Quota di partecipazione (%)	Capacità di raffinazione bilanciata (quota Eni) ^(a) (mgl bl/g)	Tasso di utilizzo della capacità bilanciata (quota Eni) ^(a) (%)	Conversione equivalente ^(b) (%)	Cracking catalitico a letto fluido - FCC ^(c) (mgl bl/g)	Residue Conversion ^(c) (mgl bl/g)	Hydrocracking ^(c) (mgl bl/g)	Visbreaking/ Thermal Cracking ^(c) (mgl bl/g)
Raffinerie di proprietà		368	73	45	38	33	76	0
Italia								
Sannazzaro	100	180	87	54	38	8	59	0
Taranto	100	104	66	56		25	17	
Livorno	100	84	52	11				
Raffinerie partecipate		160	86	51	152	28	94	49
Italia								
Milazzo	50	100	98	60	50	28	36	
Germania								
Vohburg/Neustadt (Bayernoil)	20	41	63	36	45		38	14
Schwert	8	19	75	34	57		20	35
TOTALE		528	77	47	190	61	170	49

(a) La capacità di raffinazione bilanciata totale in quota Eni si ridetermina in 691 mgl b/g includendo la partecipazione del 20% in ADNOC Refining (167 mgl b/g).

(b) Conversione equivalente: capacità equivalente cracking catalitico/capacità topping (% wt).

(c) Le capacità degli impianti di conversione sono al 100%.

Italia

Il sistema di raffinazione Eni in Italia è costituito da 3 raffinerie di proprietà (Sannazzaro, Livorno e Taranto) e dalla quota di partecipazione del 50% nella raffineria di Milazzo. Ciascuna delle raffinerie Eni ha una propria connotazione operativa e strategica finalizzata a massimizzare il valore associato alla struttura impiantistica, al posizionamento geografico rispetto ai mercati di sbocco e all'integrazione con le attività Eni.

Sannazzaro ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 180 mila barili/giorno e un indice di conversione del 54%. Situata nella Pianura Padana, è una delle raffinerie più efficienti d'Europa e la sua elevata flessibilità consente di lavorare un'ampia varietà di greggi. La raffineria dispone di due impianti di distillazione primaria e di relative facilities, in particolare due unità di vacuum e tre unità di desolforazione. La conversione si attua attraverso l'unità di cracking catalitico a letto fluido (FCC), due unità di conversione distillati medi hydrocracking (HDC), due unità di reforming e l'unità di conversione visbreaking alla quale è associata un'unità di gassificazione del tar (residuo pesante da visbreaker) per la produzione di gas di sintesi destinato alla produzione di energia elettrica.

Taranto ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 104 mila barili/giorno e un indice di conversione del 56%. Tale raffineria è integrata col segmento upstream attraverso i giacimenti della Val d'Agri (Eni 61%) e Temparossa in Basilicata collegati a Taranto attraverso un oleodotto. La raffineria è dotata di un'unità di topping-vacuum, un impianto per l'hydrocracking dei residui di lavorazione e uno per l'hydrocracking del gasolio, un platforming nonché di due unità di desolforazione.

Livorno ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 84 mila barili/giorno, un indice di conversione dell'11% e produce lubrificanti e specialties. La raffineria è connessa tramite un oleodotto

al deposito di Calenzano (Firenze) ed è dotata di un'unità di topping-vacuum, un platforming, due unità di desolforazione, un'unità di dearomatizzazione (DEA) per la produzione di carburanti, un impianto di de-asphalting a propano (PDA), un'unità per l'estrazione degli aromatici e de-waxing utilizzate per la produzione di basi lubrificanti nonché di un impianto di blending e filling per la produzione di lubrificanti finiti.

A gennaio 2024, è stata confermata la decisione per la realizzazione di una terza bioraffineria in Italia presso il sito di Livorno, dotata di una capacità di 500 mila tonnellate/anno. Il progetto, in attesa del completamento dell'iter autorizzativo, prevede la costruzione di un'unità di pretrattamento delle cariche biogeniche, un impianto Ecofining™ e un impianto per la produzione di idrogeno da gas metano. Il completamento e l'avvio sono previsti entro il 2026.

Milazzo partecipata in forma paritaria da Eni e Kuwait Petroleum Italia, con una capacità di raffinazione primaria bilanciata in quota Eni di 100 mila barili/giorno e un indice di conversione del 60%, è situata sulla costa settentrionale della Sicilia. L'attività della raffineria riguarda principalmente l'esportazione e la fornitura dei depositi costieri italiani. La raffineria dispone di due impianti di distillazione primaria e un'unità di vacuum, di due unità di desolforazione, di un'unità di cracking catalitico a letto fluido (FCC), di un'unità di conversione distillati medi hydrocracking (HDC), di un'unità di reforming e di un'unità di trattamento dei residui (LC-Finer).

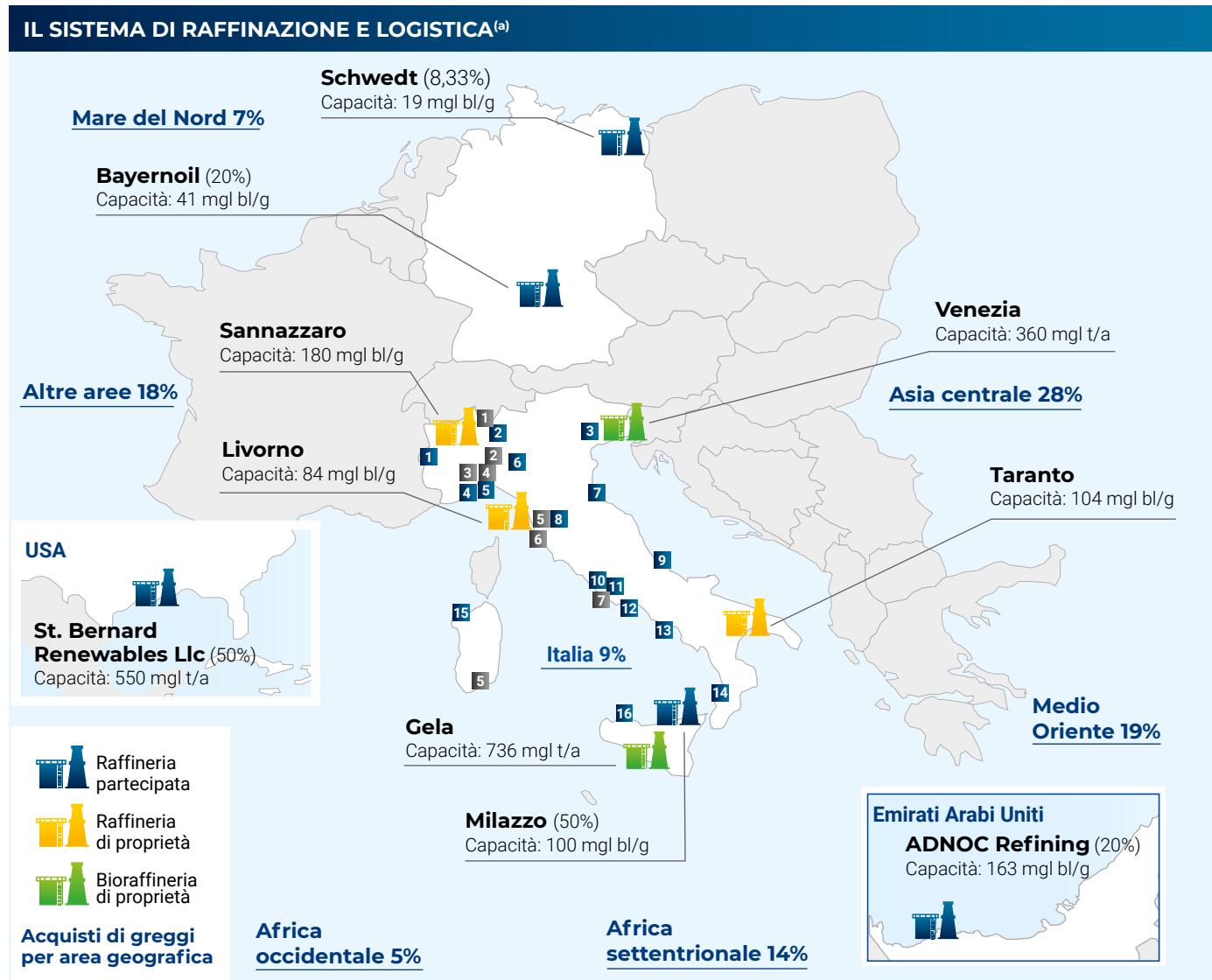
Estero

In Germania, Eni possiede una partecipazione dell'8,33% nella raffineria di Schwedt (PCK) e una partecipazione del 20% in Bayernoil, un polo di raffinazione integrato che comprende le raffinerie di Vohburg e Neustadt. La capacità di raffinazione in quota Eni è di 60 mila barili/giorno utilizzata per l'approvvigionamento delle reti di distribuzione in Baviera e nella Germania Orientale.

LOGISTICA

Eni è uno dei principali operatori in Italia nello stoccaggio e nel trasporto di prodotti petroliferi disponendo di una struttura logistica integrata composta da una rete di oleodotti e da un sistema di 15 depositi di proprietà a gestione diretta distribuiti sul territorio nazionale e da un deposito gestito attraverso la società controllata Petroven, posseduta al 100% da dicembre 2019. La logistica Eni è organizzata in quattro gestioni operative ("depositi nord", "depositi centro", "depositi sud e gpl" e "oleodotti") responsabili della movimentazione e dello stoccaggio dei flussi dei prodotti, in grado di garantire elevati standard tecnici e di sicurezza (HSE e asset integrity), nonché l'ottimizzazione dei costi e la continua disponibilità

di prodotto lungo tutto il territorio nazionale. Eni inoltre partecipa in 7 joint venture in ambito logistico con altri partner italiani (Sigemi, Seram, Disma, Seapad, Toscopetrol, Porto Petroli Genova e Costiero Gas Livorno) attraverso le quali gestisce altri depositi localizzati e oleodotti. Eni, inoltre, opera nel settore del trasporto di petrolio e di prodotti petroliferi: (i) via mare, mediante l'utilizzo di navi cisterna con contratti di noleggio spot e long-term; (ii) via terra, attraverso una rete di oleodotti della quale 1.200 chilometri in esercizio. La distribuzione secondaria dei prodotti è affidata a società terze, proprietarie anche dei mezzi, selezionate come market leader nel proprio settore.



(a) Il dato relativo alla capacità si riferisce alla capacità bilanciata in quota Eni nel 2023.

OSSIGENATI

Eni, attraverso la controllata Ecofuel (100% Eni), ha venduto circa 0,98 milioni di tonnellate/anno di ossigenati, principalmente eteri (MTBE/ETBE utilizzati come booster ottanico) ed alcooli (metanolo/etanolo utilizzati principalmente ai fini chimici e fuel).

La disponibilità di prodotto è assicurata per il 79% da produzioni proprie ottenute negli stabilimenti in Italia (Ravenna), in Arabia Saudita (in joint venture con Sabic) ed in Venezuela (in joint venture con Pequiven) e per il 21% da acquisti.

ACQUISTI

(milioni di tonnellate)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Greggi equity	4,57	5,02	3,85	3,55	4,24	4,14
Altri greggi	14,51	14,13	15,00	13,82	19,19	18,48
Totale acquisti di greggi	19,08	19,15	18,85	17,37	23,43	22,62
Acquisti di semilavorati	0,21	0,07	0,26	0,11	0,26	0,65
Acquisti di prodotti	10,79	10,66	10,66	10,31	11,45	11,55
TOTALE ACQUISTI	30,08	29,88	29,77	27,79	35,14	34,82
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,32)	(0,31)	(0,31)	(0,35)	(0,35)	(0,35)
Altre variazioni ^(a)	(1,48)	(1,57)	(0,89)	(0,69)	(2,08)	(1,27)
TOTALE DISPONIBILITÀ	28,28	28,00	28,57	26,75	32,71	33,20

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

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

(milioni di tonnellate)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
ITALIA						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	13,31	13,25	14,01	12,72	17,26	16,78
Lavorazioni in conto terzi	(1,32)	(1,70)	(1,71)	(1,75)	(1,25)	(1,03)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	4,89	4,57	4,21	3,85	4,69	4,93
Lavorazioni in conto proprio	16,88	16,12	16,51	14,82	20,70	20,68
Consumi e perdite	(1,17)	(1,11)	(1,11)	(0,97)	(1,38)	(1,38)
Prodotti disponibili da lavorazioni	15,71	15,01	15,40	13,85	19,32	19,30
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	7,03	7,02	7,38	7,18	7,27	7,50
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(0,43)	(0,40)	(0,67)	(0,66)	(0,68)	(0,54)
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,31)	(0,31)	(0,31)	(0,35)	(0,35)	(0,35)
Prodotti venduti	22,00	21,32	21,80	20,02	25,56	25,91
TOTALE LAVORAZIONI BIO	0,87	0,54	0,67	0,71	0,31	0,25
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio	2,00	2,72	2,27	2,18	2,04	2,55
Consumi e perdite	(0,17)	(0,19)	(0,18)	(0,17)	(0,18)	(0,20)
Prodotti disponibili da lavorazioni	1,83	2,53	2,09	2,01	1,86	2,35
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	3,75	3,54	3,41	3,39	4,17	4,12
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	0,43	0,40	0,67	0,66	0,68	0,54
Prodotti venduti	6,01	6,47	6,17	6,06	6,71	7,01
LAVORAZIONI IN CONTO PROPRIO IN ITALIA E ALL'ESTERO	18,88	18,84	18,78	17,00	22,74	23,23
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity	4,57	5,02	3,86	3,55	4,24	4,14
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	28,01	27,79	27,97	26,08	32,27	32,92
Vendite di greggi	0,27	0,21	0,60	0,67	0,44	0,28
TOTALE VENDITE	28,28	28,00	28,57	26,75	32,71	33,20

PRODUZIONI E VENDITE PER PRODOTTO

(milioni di tonnellate)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
PRODUZIONI:						
Benzina	5,39	5,36	5,01	3,99	5,80	5,97
Gasolio	7,23	7,29	7,43	6,94	8,81	8,81
Jet fuel/Cherosene	1,32	1,25	0,95	0,63	1,53	1,60
Olio combustibile	1,23	0,83	1,26	1,61	2,07	2,25
GPL	0,25	0,23	0,30	0,42	0,40	0,42
Lubrificanti	0,24	0,09	0,38	0,29	0,49	0,59
Cariche petrolchimiche	0,75	0,85	0,78	0,67	0,76	0,72
Altri prodotti	1,13	1,65	1,38	1,32	1,32	1,28
TOTALE PRODUZIONI	17,54	17,54	17,49	15,87	21,18	21,64
VENDITE:						
Italia	22,00	21,32	21,80	20,02	25,56	25,91
Benzina	1,98	1,92	1,72	1,46	1,91	1,90
Gasolio	6,43	6,58	6,49	6,21	7,36	7,28
Jet fuel/Cherosene	1,79	1,50	0,92	0,70	1,92	1,98
Olio combustibile	0,03	0,04	0,03	0,02	0,06	0,07
GPL	0,47	0,48	0,48	0,45	0,56	0,58
Lubrificanti	0,06	0,05	0,08	0,08	0,08	0,08
Cariche petrolchimiche	0,44	0,39	0,52	0,61	0,83	0,96
Altri prodotti	10,80	10,36	11,56	10,49	12,84	13,06
Resto d'Europa	5,45	5,99	5,68	5,60	6,26	6,56
Benzina	1,13	1,11	1,06	1,13	1,31	1,30
Gasolio	2,48	2,92	2,78	2,73	3,02	3,16
Jet fuel/Cherosene	0,18	0,11	0,07	0,09	0,29	0,33
Olio combustibile	0,10	0,13	0,08	0,13	0,09	0,13
GPL	0,05	0,06	0,06	0,05	0,06	0,07
Lubrificanti	0,02	0,07	0,09	0,08	0,08	0,09
Altri prodotti	1,49	1,59	1,54	1,39	1,41	1,48
Extra Europa	0,56	0,48	0,49	0,46	0,45	0,45
GPL	0,49	0,47	0,47	0,45	0,44	0,44
Lubrificanti	0,07	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01
MONDO						
BENZINA	3,11	3,03	2,78	2,59	3,22	3,20
GASOLIO	8,91	9,50	9,27	8,94	10,38	10,44
JET FUEL/CHEROSENE	1,97	1,61	0,99	0,79	2,21	2,31
OLIO COMBUSTIBILE	0,13	0,17	0,11	0,15	0,15	0,20
GPL	1,01	1,01	1,01	0,95	1,06	1,09
LUBRIFICANTI	0,15	0,13	0,19	0,17	0,17	0,18
CARICHE PETROLCHIMICHE	0,44	0,39	0,52	0,61	0,83	0,96
ALTRI PRODOTTI	12,29	11,95	13,10	11,88	14,25	14,54
TOTALE VENDITE MONDO	28,01	27,79	27,97	26,08	32,27	32,92

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI PER CANALE

(milioni di tonnellate)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Rete	5,32	5,38	5,12	4,56	5,81	5,91
Extrarete	6,45	6,19	6,02	5,75	7,68	7,54
	11,77	11,57	11,14	10,31	13,49	13,45
Petrochimica	0,44	0,39	0,52	0,61	0,83	0,96
Altre vendite	9,79	9,36	10,14	9,10	11,24	11,50
Vendite in Italia	22,00	21,32	21,80	20,02	25,56	25,91
Rete resto d'Europa	2,19	2,12	2,11	2,05	2,44	2,48
Extrarete resto d'Europa	1,94	2,44	2,19	2,40	2,63	2,82
Extrarete mercati extra europei	0,53	0,52	0,52	0,48	0,48	0,47
Rete ed extrarete estero	4,66	5,08	4,82	4,93	5,55	5,77
Altre vendite	1,35	1,39	1,35	1,13	1,16	1,24
Vendite all'estero	6,01	6,47	6,17	6,06	6,71	7,01
TOTALE VENDITE	28,01	27,79	27,97	26,08	32,27	32,92

VENDITE PER PRODOTTO/CANALE

(milioni di tonnellate)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
ITALIA	11,77	11,57	11,14	10,31	13,49	13,45
Vendite rete	5,32	5,38	5,12	4,56	5,81	5,91
Benzina	1,55	1,49	1,38	1,16	1,44	1,46
Gasolio	3,41	3,54	3,38	3,10	3,95	4,03
GPL	0,31	0,32	0,31	0,27	0,38	0,38
Altri prodotti	0,05	0,03	0,05	0,03	0,04	0,04
Vendite extrarete	6,45	6,19	6,02	5,75	7,68	7,54
Gasolio	3,02	3,04	3,11	3,11	3,41	3,25
Oli combustibili	0,03	0,04	0,03	0,02	0,06	0,07
GPL	0,15	0,16	0,17	0,18	0,18	0,20
Benzina	0,43	0,43	0,34	0,30	0,47	0,44
Lubrificanti	0,05	0,05	0,08	0,08	0,08	0,08
Bunker	0,45	0,48	0,59	0,63	0,77	0,80
Jet fuel	1,79	1,50	0,92	0,70	1,92	1,98
Altri prodotti	0,53	0,49	0,78	0,73	0,79	0,72
ESTERO (rete + extrarete)	4,66	5,08	4,82	4,93	5,55	5,77
Benzina	1,13	1,11	1,06	1,13	1,31	1,30
Gasolio	2,48	2,92	2,78	2,73	3,02	3,16
Jet fuel	0,18	0,11	0,07	0,09	0,29	0,33
Oli combustibili	0,10	0,13	0,08	0,13	0,09	0,14
Lubrificanti	0,09	0,08	0,11	0,09	0,09	0,09
GPL	0,54	0,53	0,53	0,50	0,50	0,50
Altri prodotti	0,14	0,20	0,19	0,26	0,25	0,25
TOTALE VENDITE RETE E EXTRARETE	16,43	16,65	15,96	15,24	19,04	19,22

STAZIONI DI SERVIZIO

	(numero)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		3.976	4.003	4.078	4.134	4.184	4.223
Impianti ordinari		3.868	3.892	3.967	4.019	4.068	4.108
Impianti autostradali		108	111	111	115	116	115
Esteri		1.291	1.240	1.236	1.235	1.227	1.225
Germania		527	486	480	480	476	471
Francia		157	153	155	158	155	155
Austria/Svizzera		590	592	592	597	596	599
Spagna		17	9	9			
Impianti che commercializzano prodotti premium		4.869	4.848	4.872	4.619	4.669	4.675
Impianti che commercializzano GNL		17	19	15	4	4	4
Impianti che commercializzano GPL e metano		1.468	1.348	1.111	1.091	1.086	1.043
Vendite non-oil	(€ milioni)	185	177	160	148	156	144

QUOTE DI MERCATO IN ITALIA

	(%)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Rete		21,4	21,7	22,2	23,2	23,6	24,0
Benzina		19,0	19,0	19,6	20,2	19,8	20,2
Gasolio		22,7	23,2	23,5	24,9	25,4	25,7
GPL (per autotrazione)		20,8	20,9	22,0	20,7	22,9	23,6
Extrarete		22,5	21,5	21,8	23,4	25,0	24,8
Gasolio		22,2	21,3	21,5	24,4	23,6	22,3
Oli combustibili		7,7	7,9	7,2	4,9	10,9	12,8
Bunker		16,8	17,0	19,9	21,3	24,3	24,9
Lubrificanti		12,0	11,1	18,9	21,2	20,0	18,8

QUOTE DI MERCATO RETE ALL'ESTERO

	(%)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Austria		12,2	12,0	11,4	12,4	12,3	12,3
Svizzera		6,5	6,2	6,7	6,7	7,7	7,8
Germania		3,2	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2
Francia		0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,8

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		695	538	470	535	743	661
Estero		100	85	68	53	72	65
TOTALE		795	623	538	588	815	726
Raffinazione, supply e logistica		621	491	390	462	683	587
Italia		597	469	375	449	662	578
Estero		24	22	15	13	21	9
Marketing		174	132	148	126	132	139
Italia		98	69	95	86	81	83
Estero		76	63	53	40	51	56
TOTALE		795	623	538	588	815	726

CHIMICA

Eni attraverso Versalis opera nella produzione e nella commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base, intermedi, polietilene, stirenici ed elastomeri) potendo contare su una gamma di 424 brevetti, 26 siti produttivi, 9 centri di ricerca (Brindisi, Ferrara, Mantova, Novara, Ravenna e Rivalta, Porto Torres, Terni e Piana di Monte Ver-

na), nonché di una rete distributiva capillare ed efficiente in 36 Paesi. Nel 2023, per il secondo anno consecutivo Versalis, società chimica di Eni, ha ottenuto da EcoVadis la valutazione "Platinum", posizionandosi al TOP 1% di settore, quindi al massimo livello del rating per la responsabilità sociale d'impresa.

IL CICLO PRODUTTIVO



I materiali prodotti da Versalis si ottengono attraverso un ciclo produttivo che prevede diverse fasi di lavorazione. La **virgin nafta**, materia prima che deriva dalla raffinazione del petrolio, attraverso il processo dello steam-cracking subisce una scissione termica. Le molecole che la compongono si spezzano in molecole più semplici: i **monomeri** (etilene, propilene, butadiene, ecc.) e miscele di composti aromatici. Questi sono poi ricostituiti in molecole più complesse: i **polimeri**. Le famiglie di polimeri ottenuti sono in particolare: polietilene, stirenici ed elastomeri impiegati dalle aziende trasformatrici per realizzare numerosi prodotti di uso quotidiano utilizzati in un'infinità di applicazioni.

In linea con il percorso di transizione verso un'economia circolare, Versalis e Technip Energies hanno finalizzato una collaborazione per integrare le rispettive tecnologie Hoop® di Versalis e di purificazione Pure.rOil™ e Pure.rGas™ di T.EN per il riciclo chimico avanzato dei rifiuti plastici contribuendo in modo rilevante alla riduzione dell'impronta carbonica complessiva nella catena del valore dei polimeri. Questa piattaforma tecnologica permette di realizzare un processo di riciclo della plastica teoricamente infinito, producendo nuovi polimeri vergini adatti a tutte le applicazioni e identici ai polimeri provenienti da materie prime fossili.

Inoltre, nello stabilimento di Mantova è stata avviata la costruzione dell'impianto demo di Hoop®, la tecnologia proprietaria per il riciclo chimico dei rifiuti in plastica mista che nasce da un progetto congiunto con la società italiana di ingegneria S.R.S. (Servizi di Ricerche e Sviluppo). L'impianto dimostrativo della tecnologia Hoop® di Mantova avrà la capacità di gestire 6 mila tonnellate di materia prima seconda, ed è previsto sia avviato a fine 2024.

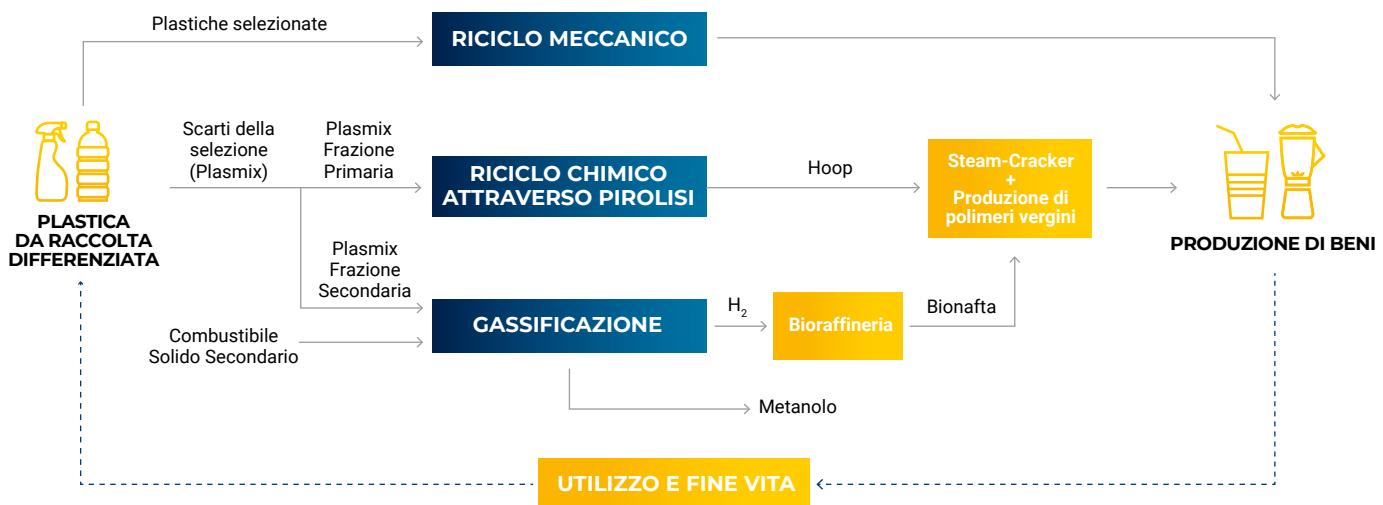
Finalizzata una partnership con il Gruppo Flo che permetterà di sfruttare un nuovo sistema di riciclo: R-Hybrid il primo bicchiere per

distribuzione automatica realizzato con polistirene riciclato da post consumo. Si tratta di un'importante innovazione nel campo del Food Packaging. Il progetto è stato condotto con SCS (Styrenics Circular Solution), associazione europea che comprende tutta la filiera dei polimeri stirenici, dai produttori di materia prima ai riciclatori post consumo, e in stretta collaborazione con il Fraunhofer Institute, centro di ricerca applicata leader in Europa.

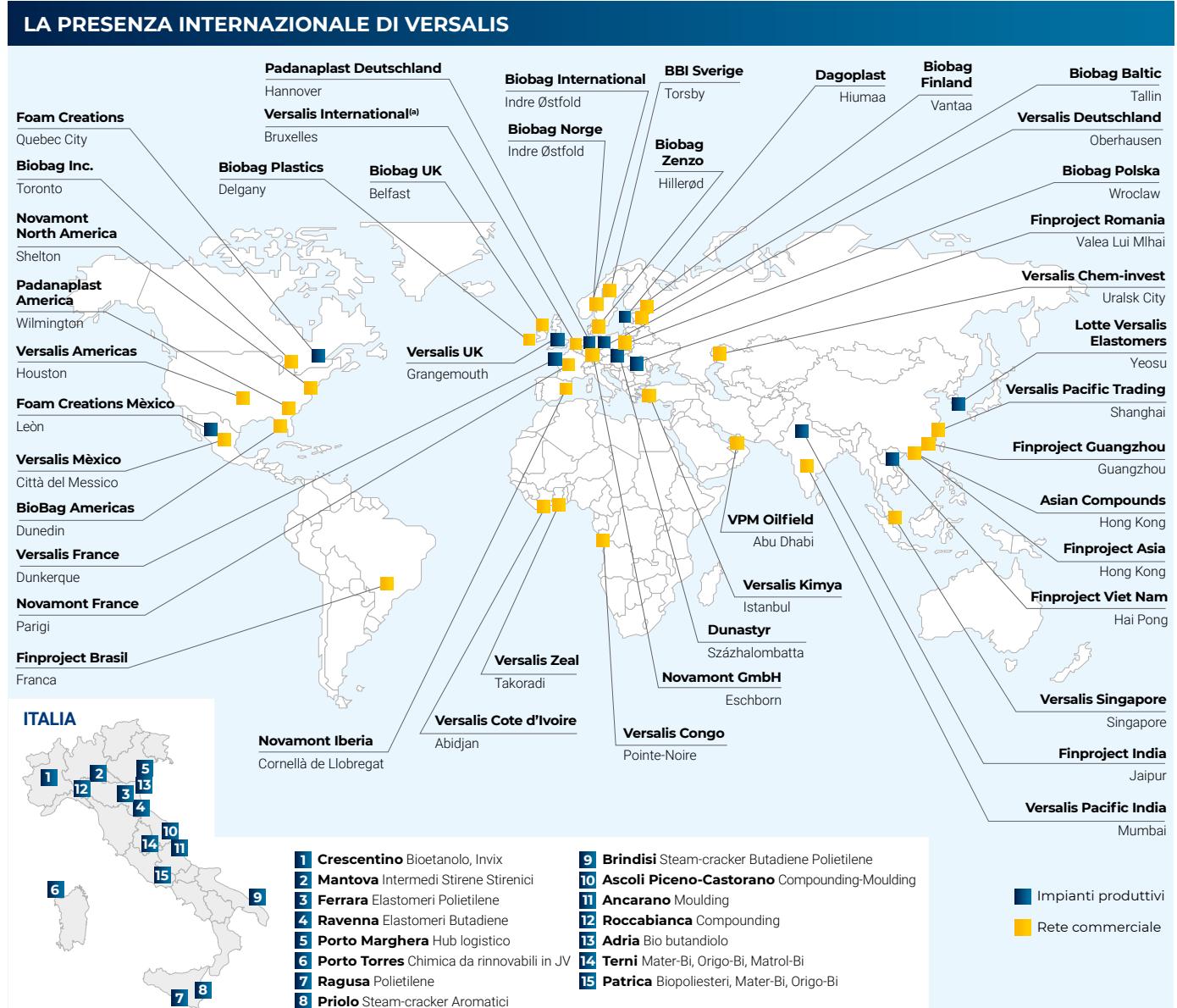
Nell'ambito dei progetti volti allo sviluppo di prodotti da materie prime rinnovabili per la nautica, è stata avviata una collaborazione con il Gruppo Boero per lo sviluppo di prodotti destinati al mercato della nautica realizzati con materie prime rinnovabili.

Al fine di accelerare la strategia di Versalis nella direzione della chimica da fonti rinnovabili, è stato perfezionato l'acquisto del 64% della partecipazione in Novamont posseduta dall'azionista Mater-Bi, acquisendo il controllo totalitario. Novamont, società attiva all'estero con sede in Germania, Francia, Spagna e Stati Uniti e ha una rete di distributori in oltre 40 Paesi in tutto il mondo, è leader mondiale nella produzione di bioplastiche e nello sviluppo di biochemical e bioprodotti attraverso l'integrazione di chimica, ambiente e agricoltura.

PIATTAFORMA INTEGRATA PER IL RICICLO DELLA PLASTICA



LA PRESENZA INTERNAZIONALE DI VERSALIS



(a) Versalis International gestisce le attività delle branch commerciali (Francia, Regno Unito, Germania, Svizzera, Austria, Ungheria, Romania, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Russia, Svezia, Spagna, Grecia, Angola e Mozambico), coordina le consociate in Turchia, in America (Stati Uniti e Messico) e in Africa (Congo e Ghana), in Asia (Cina e Singapore) e la joint venture ad Abu Dhabi e fornisce servizi ad aziende manifatturiere in Francia, Germania, Ungheria e Regno Unito.

Aree di business

Le vendite di 3.117 mila tonnellate sono in diminuzione rispetto al 2022 (-635 mila tonnellate, pari al 16,9%). In particolare, le principali variazioni sono state registrate nelle olefine (-26,3%), nei derivati (-19,4%), negli aromatici (-17,9%) e negli stirenici (-12,0%). Nel business compounding le vendite sono state pari a 67 mila tonnellate, in diminuzione del 11,8 % rispetto al 2022.

I prezzi medi unitari nel business intermedi sono diminuiti complessivamente del 17,4% rispetto al 2022, con le olefine e gli aromatici in riduzione rispettivamente del 19,2% e del 15,4%. Si registra un decremento del 25,9% rispetto al 2022 anche nel business polimeri.

Le produzioni di 5.663 mila tonnellate (-1.193 mila tonnellate rispetto al 2022) risentono delle minori produzioni di intermedi (1.020 mila tonnellate) in particolare aromatici e derivati. I decrementi produttivi del 2023 sugli impianti sono stati registrati presso i siti di Mantova (220 mila tonnellate), Dunkerque (185 mila tonnellate) e Priolo (-162 mila tonnellate). La capacità produttiva nominale è in calo rispetto al 2022. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 51,4% inferiore rispetto al 2022 (59,0%).

Intermedi

Nel 2023 i ricavi degli intermedi (€1.497 milioni) sono diminuiti del 36,8% (-€871 milioni rispetto al 2022). Si registra un decremento anche nei volumi di vendita (1.651 mila tonnellate), diminuiti del 23,5% rispetto al 2022. La riduzione dei volumi di vendita ha riguardato in particolare le olefine (-26,3%) e gli aromatici (-17,9%). I prezzi medi unitari di vendita sono diminuiti complessivamente del 17,4%, in particolare nelle olefine (-19,2%), negli aromatici (-15,4%) e nei derivati (-14,1%). Le produzioni di intermedi (3.877 mila tonnellate) sono diminuite del 20,8% rispetto al 2022 principalmente nelle olefine (-20,1%), negli aromatici (-23,0%) e nei derivati (-21,6%).

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI

	(migliaia di tonnellate)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Intermedi		3.877	4.897	6.284	5.861	5.818	7.130
Polimeri		1.658	1.873	2.184	2.211	2.250	2.353
Biochem		57	5	8	1		
Moulding & Compounding		71	81	20			
PRODUZIONI		5.663	6.856	8.496	8.073	8.068	9.483
Consumi e perdite		(3.247)	(3.923)	(4.590)	(4.366)	(4.307)	(5.085)
Acquisti e variazioni rimanenze		701	819	565	632	534	548
TOTALE DISPONIBILITÀ		3.117	3.752	4.471	4.339	4.295	4.946
Intermedi		1.651	2.158	2.648	2.539	2.519	3.095
Polimeri		1.350	1.494	1.771	1.790	1.766	1.851
Oilfield chemicals		21	21	24	9	10	
Biochem		28	3	8	1		
Moulding & Compounding		67	76	20			
TOTALE VENDITE		3.117	3.752	4.471	4.339	4.295	4.946

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		2.051	2.999	2.678	1.588	1.986	2.292
Resto d'Europa		1.792	2.694	2.415	1.434	1.758	2.183
Asia		149	235	300	232	226	481
Americhe		146	180	123	89	95	109
Africa		96	104	72	44	58	58
Altre aree		2	3	2			
		4.236	6.215	5.590	3.387	4.123	5.123

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER PRODOTTO

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Olefine		879	1.478	1.445	879	1.168	1.667
Aromatici		307	442	355	191	293	340
Derivati		311	448	366	259	279	365
Oilfield chemicals		97	83	65	56	51	29
Elastomeri		570	816	736	452	567	665
Stirenici		630	919	831	534	611	749
Polietilene		952	1.468	1.547	902	1.022	1.175
Biochem		83	25	60	6		
Moulding & Compounding		276	327	70			
Altro		131	209	115	108	132	133
		4.236	6.215	5.590	3.387	4.123	5.123

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
		187	255	190	182	118	151
di cui:							
- manutenzione		28	115	56	79	42	21
- integrazione ed efficienza		46	22	23	35	34	84
- HSE e Asset integrity		73	90	76	39	27	26
- decarbonizzazione		4	4	21	13	4	8
- green & circular		30	20	4	7	4	
- altro		6	5	10	9	7	12

Plenitude & Power



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023	2022	2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,83	0,31	0,29	0,32	0,62	0,60
<i>di cui:</i>							
<i>dipendenti</i>		0,21	0,26	0,49	0,00	0,30	0,31
<i>contrattisti</i>		1,96	0,39	0,00	0,73	0,95	1,16
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	14.256	20.883	11.187	7.536	8.448	8.218
Utile (perdita) operativo		(464)	(825)	2.355	660	74	340
Utile (perdita) operativo adjusted		681	615	476	465	370	262
- Plenitude		515	345	363	304	256	178
- Power		166	270	113	161	114	84
Utile (perdita) netto adjusted		414	397	327	329	275	189
Investimenti tecnici		740	631	443	293	357	238
Plenitude							
Vendite retail gas	(miliardi di metri cubi)	6,06	6,84	7,85	7,68	8,62	9,13
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	17,98	18,77	16,49	12,49	10,92	8,39
Clienti retail/business	(milioni di pdf)	10,11	10,07	10,04	9,70	9,42	9,19
Punti di ricarica veicoli elettrici ^(c)	(migliaia)	19,0	13,1	6,2	3,4	n.d	n.d
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(terawattora)	3,98	2,55	0,99	0,34	0,06	0,01
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(gigawatt)	3,0	2,2	1,1	0,3	0,2	0,0
Power							
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	(terawattora)	19,88	22,37	28,54	25,34	28,28	28,54
Produzione termoelettrica		20,66	21,37	22,31	20,95	21,66	21,62
Dipendenti in servizio a fine periodo		3.018	2.794	2.464	2.092	2.056	2.056
- <i>di cui all'estero</i>		788	698	600	413	358	337
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	9,36	9,76	10,03	9,63	10,22	10,47
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Enipower) ^(b)	(gCO ₂ eq./kWh eq.)	389	393	380	391	394	402

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(c) Ai soli fini comparativi è stato inserito il dato 2020 pro forma.

Il settore Plenitude & Power è impegnato nelle attività di commercializzazione di gas, energia elettrica e servizi per i clienti finali, nella generazione e vendita, anche all'ingrosso, di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili, nonché nel bu-

siness della mobilità elettrica. Sono comprese inoltre le attività di trading di certificati di emissione di CO₂ e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei relativi margini.

Paese di presenza	GW ^(a)	Capacità installata Tecnologia	Retail + Business (mln)	Clienti veicoli elettrici	Capacità installata centrali elettriche (GW) ^(b)
Italia	~1,0		8,2	18.393	2,2
Francia	~0,1		1,0	171	
Penisola Iberica	~1,4		0,3		
USA	~1,5				
Regno Unito	~0,5				
Altri	~0,2		0,6	426	
TOTALE	~3		10,1	~19.000	2,2

(a) Dati al 31 dicembre 2023 (asset installati o in costruzione).

(b) Centrali elettriche con tecnologia CCGT e centrale di teleriscaldamento.

- Fotovoltaico
- Eolico onshore
- Eolico offshore
- Storage

PLENITUDE

Tramite Plenitude, Eni è attiva nella commercializzazione di gas, energia elettrica e servizi per la clientela retail e business, nella produzione e generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili, nonché nel business della mobilità elettrica.

extracommodity nell'ambito dell'efficienza energetica, con un'offerta commerciale ricca di soluzioni integrate, innovative e ad elevato valore aggiunto, focalizzate principalmente sul segmento delle piccole e medie imprese e su quello dei condomini.

Retail Gas & Power

Plenitude è presente, direttamente o attraverso società controllate nella commercializzazione di gas, energia elettrica e servizi in Italia, Francia, Grecia, Penisola Iberica e Slovenia (dove tramite la controllata Adriaplin, opera anche nel settore della distribuzione di gas naturale). Plenitude, inoltre offre alla clientela retail e business servizi

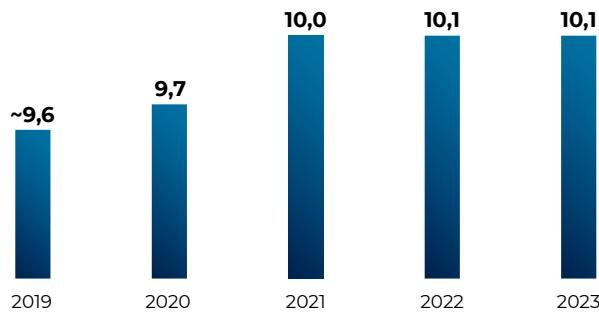
Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo.

Eni rifornisce 10,1 milioni di clienti retail (gas e luce) in Italia ed in Europa, in particolare, sul territorio nazionale i clienti sono 8,2 milioni.

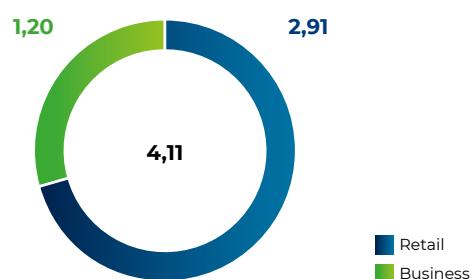
VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
ITALIA		4,11	4,65	5,14	5,17	5,49	5,83
Retail		2,91	3,34	3,88	3,96	3,99	4,20
Business		1,20	1,31	1,26	1,21	1,50	1,63
VENDITE INTERNAZIONALI		1,95	2,19	2,71	2,51	3,13	3,30
Mercati europei							
Francia		1,54	1,69	2,17	2,08	2,69	2,94
Grecia		0,26	0,33	0,39	0,34	0,35	0,24
Altro		0,15	0,17	0,15	0,09	0,09	0,12
TOTALE VENDITE GAS MONDO		6,06	6,84	7,85	7,68	8,62	9,13

CLIENTI GAS E LUCE RETAIL E BUSINESS (mln of PDF)



VENDITE GAS IN ITALIA (mld mc)



Vendite retail gas

Nel 2023, le vendite di gas retail in Italia e nel resto d'Europa sono state di 6,06 miliardi di metri cubi ed hanno evidenziato una riduzione di 0,78 miliardi di metri cubi rispetto al 2022, pari al -11,4%. Le vendite in Italia pari a 4,11 miliardi di metri cubi registrano una riduzione del -11,6% rispetto al 2022 risentono principalmente delle minori vendite al segmento retail. Le vendite sui mercati europei di 1,95 miliardi di metri cubi sono in calo del -11% (-0,24 miliardi di metri cubi) rispetto al 2022 e riflettono i minori volumi commercializzati in Francia e Grecia.

Vendite retail di energia elettrica a clienti finali

Le vendite retail di energia elettrica a clienti finali di 17,98 TWh effettuate tramite Plenitude e le società controllate in Francia, Grecia e Spagna registrano una riduzione pari al 4,2% rispetto al 2022, dovuta in particolare all'impatto negativo delle eccezionali condizioni climatiche particolarmente miti e ai minori consumi all'estero, in parte compensati dall'incremento delle vendite in Italia (+4%).

Rinnovabili

Plenitude è impegnata nello sviluppo, realizzazione e gestione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili (solare, eolico e storage) con l'obiettivo di sviluppare organicamente un portafoglio di asset diversificato e bilanciato, integrando operazioni selettive di acquisizione di asset e progetti di sviluppo e facendo leva su partnership strategiche a livello nazionale e internazionale.

Sviluppi di portafoglio ed accordi significativi

Nel mese di dicembre 2023, Eni ha annunciato l'accordo per l'ingresso nel capitale di Plenitude di un investitore, dando visibilità al valore di questo business stimato in circa €10 miliardi con l'obiettivo di rafforzare la struttura finanziaria consolidata di Eni attraverso l'accesso a mezzi finanziari incrementali a sostegno dei piani di crescita.

L'accordo finalizzato nel marzo 2024 da Plenitude ed Energy Infrastructure Partners (EIP) ha consentito l'ingresso di EIP nel capitale so-

ciale di Plenitude attraverso un aumento di capitale di €0,6 miliardi pari al 7,6% del capitale sociale della Società.

Nell'ambito dello sviluppo dei settori eolico e fotovoltaico, componente essenziale della strategia di crescita, nel 2023 sono stati sottoscritti una serie di importanti accordi volti a rafforzare la presenza Plenitude nel territorio nazionale e all'estero. In particolare, nel settore eolico:

- GreenIT, la joint venture tra Plenitude e CDP Equity, ha firmato nel mese di marzo 2023, un accordo con Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) per lo sviluppo di tre parchi eolici offshore galleggianti nel Lazio e in Sardegna. Gli impianti saranno collocati a circa 30 km dalla costa, con una capacità totale di quasi 2 GW. L'intesa prevede lo sviluppo di un parco eolico nel Lazio, al largo di Civitavecchia, per una capacità complessiva fino a 540 MW e di altri due impianti situati al largo di Olbia (Sardegna), con una potenza di circa 500 MW e 1.000 MW. I tre progetti dovrebbero generare circa 5 TWh/anno e saranno operativi tra il 2028 e il 2031, una volta completato l'iter autorizzativo e la successiva fase di costruzione;
- Vårgrønn, joint venture tra Plenitude e HitecVision, ha definito, a luglio 2023 un accordo con la società irlandese di servizi energetici integrati Energia Group, per lo sviluppo congiunto di due progetti eolici offshore in Irlanda, con una capacità totale fino a 1,8 GW entro il 2030. Lo sviluppo di questi due impianti, situati rispettivamente nel Mare Celtico settentrionale e nel Mare d'Irlanda meridionale, con una potenza installata fino a 900 MW ciascuno, consente a Plenitude di estendere, attraverso Vårgrønn, le proprie attività al mercato eolico offshore irlandese;
- Plenitude ha sottoscritto un accordo per lo sviluppo di progetti eolici offshore in Spagna attraverso l'ingresso nella partnership con BlueFloat Energy e Sener Renewables Investments, tra le principali nel settore nel Paese con un portafoglio di circa 1,25 GW di progetti eolici offshore galleggianti in Galizia (Parque Nordés), Catalogna (Parc Tramuntana) e Isole Canarie (Parque Tarahal).

Nel settore fotovoltaico i principali sviluppi hanno riguardato:

- la finalizzazione dell'acquisizione da Helios UK (Spain) Ltd di un portafoglio di due impianti fotovoltaici operativi con una capacità totale di 96,4 MW nella regione spagnola di Albacete, avvenuta nel mese di giugno 2023;
- l'acquisizione da Plenium Partners S.L. di un portafoglio di sette progetti fotovoltaici in Spagna che hanno raggiunto lo stadio ready to build;
- l'accordo di luglio 2023 di GreenIT con Hive Energy Limited e SunLeonard Energy Limited per lo sviluppo di quattro progetti fotovoltaici con

una capacità totale fino a 200 MW. I nuovi siti saranno sviluppati in Puglia, Sicilia e Lazio sfruttando la tecnologia agrivoltaica che prevede l'installazione di strutture sopraelevate con l'obiettivo di creare una sinergia virtuosa tra agricoltura e produzione di energia da fonti rinnovabili;

- la sottoscrizione da parte di GreenIT di un accordo con Galileo, piattaforma paneuropea di sviluppo ed investimento nel settore delle energie rinnovabili, per la realizzazione di otto progetti fotovoltaici in tre regioni dell'Italia meridionale, centrale e settentrionale, con una capacità complessiva di 140 MW;
- l'accordo di Energy Performance Contract (EPC) con Dellorto, per la realizzazione a Cabiate (CO) di un impianto fotovoltaico da 1,35 MW. L'energia solare contribuirà ad alimentare lo stabilimento Dellorto e a migliorare l'efficienza energetica, consentendo di evitare emissioni di CO₂ per un ammontare atteso di circa 603 tonnellate annue;
- l'accordo con Volvo Trucks Italia per l'installazione di 5 nuovi impianti fotovoltaici che contribuiranno ad alimentare con energia rinnovabile altrettanti concessionari Volvo Truck Center nel Nord Italia. Il progetto avrà una capacità produttiva di 550.000 kWh annui e permetterà a Volvo Trucks Italia di migliorare l'efficienza energetica delle proprie sedi nell'ottica di una maggiore sostenibilità;
- l'accordo con Saipem per l'installazione presso la sede Saipem di Fano, di un impianto fotovoltaico da circa 1 MW. La produzione di energia elettrica da fonte solare stimata per l'impianto sarà di oltre 1000 MWh annuali che contribuiranno a soddisfare quasi interamente il fabbisogno energetico della sede Saipem migliorandone l'efficienza energetica nell'ottica di una maggiore sostenibilità.

Inoltre Plenitude, nell'ambito dello sviluppo delle soluzioni tecnologiche innovative, nel corso del 2023, per sostenere il processo di transizione energetica ha investito nel progetto congiunto con KazMunayGas (KMG) per una centrale ibrida rinnovabili/gas da 250 MW a Zhanaozen, nella regione di Mangystau. Il progetto, il primo del suo genere nel Paese, comprende una centrale solare, una centrale eolica e una centrale a gas per la produzione e la fornitura di energia elettrica stabile e a basse emissioni di carbonio alle filiali di KMG nella zona.

Infine, il 30 dicembre 2023, Plenitude, attraverso la sua controllata Eni New Energy US Inc. ha firmato un accordo con la Società leader globale nel settore dell'energia EDP Renováveis, S.A. ("EDPR") per l'acquisizione dell'80% di tre impianti fotovoltaici già operativi situati negli Stati Uniti. Al riguardo, i parchi Cattlemen, (Texas), Timber Road (Ohio) e Blue Harvest (Ohio), hanno una capacità complessiva installata di circa 0,48 GW, di cui 0,38 GW in quota Plenitude, e si sviluppano su una superficie di oltre 1.500 ettari di terreno e genereranno oltre 800 MWh annuali di energia da fonte rinnovabile.

Sviluppo nel business rinnovabile

In linea con la strategia Eni di transizione energetica e decarbonizzazione nel 2023 sono stati realizzati e avviati diversi impianti di produzione, in particolare:

- a giugno, è entrato in funzione il primo impianto di batterie di dimensioni utility-scale di Plenitude, realizzato ad Assemini (Cagliari); l'im-

pianto, con una capacità installata di 14 MW e una capacità di accumulo di energia di 9 MWh, è stato realizzato con moduli di batteria basati sulla tecnologia del litio ferro fosfato (LFP). L'impianto di Assemini è uno dei primi sistemi di accumulo di taglia rilevante che viene connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale italiana e fornirà a Terni il servizio "fast reserve" di regolazione ultrarapida della frequenza, per consentire una sempre maggiore penetrazione delle energie rinnovabili nel mix energetico italiano. Nell'area industriale di Assemini Plenitude possiede un impianto fotovoltaico in esercizio da 23 MW, con il quale il sistema di accumulo condividerà alcune infrastrutture di connessione, e sta valutando altri progetti di generazione rinnovabile;

- a settembre, è stato inaugurato il primo impianto fotovoltaico realizzato nella Repubblica del Kazakistan, presso la località di Shaulder. L'impianto della capacità di 50 MW amplia ulteriormente il portafoglio internazionale di Plenitude e la sua presenza, attraverso la controllata Arm Wind, nel campo della produzione di energia da fonti rinnovabili in Kazakistan. Il parco fotovoltaico, che potrà produrre fino a circa 90 GWh di energia all'anno, si sviluppa su una superficie di 100 ettari ed è dotato di oltre 93.000 pannelli solari e di una sottostazione elettrica collegata alla rete locale attraverso una nuova linea di trasmissione elettrica aerea di 7,5 chilometri;
- a ottobre, Dogger Bank, il più grande parco eolico offshore del mondo di cui Vårgrønn detiene una quota del 20%, ha avviato la produzione di energia, trasmessa alla rete nazionale del Regno Unito.

Inoltre, a febbraio 2024, è diventato operativo l'impianto presso il polo di Ravenna Ponticelle, con una capacità installata di 6 MW che si sviluppa su un'area industriale di 11 ettari ed è costituito da oltre 10.000 pannelli fotovoltaici. Il nuovo parco fotovoltaico rientra nell'iniziativa di riqualificazione produttiva di un'area industriale dismessa di complessivi 26 ettari, completamente bonificata e di proprietà di Eni Rewind.

Sviluppo tecnologie

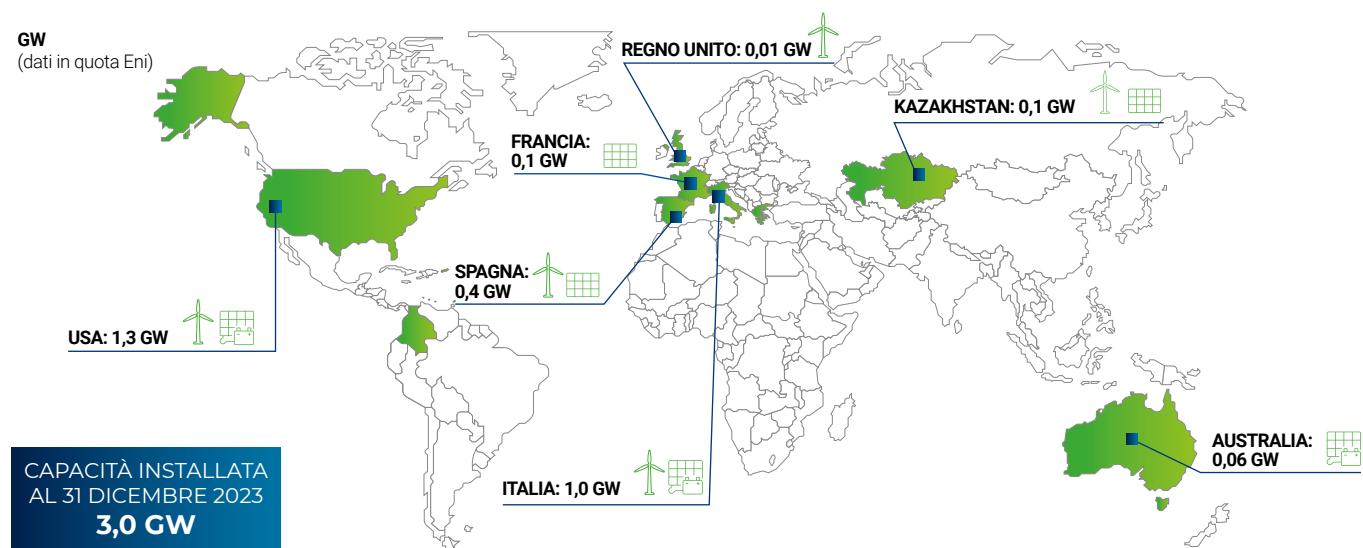
A maggio 2023 Plenitude ha siglato con Kraken Technologies (Octopus Energy Group) una partnership strategica a supporto della crescita del business retail all'estero, che adotterà progressivamente la piattaforma tecnologica Kraken in Francia, Grecia, Slovenia, Spagna e Portogallo, Paesi in cui conta circa 2 milioni di clienti.

Plenitude sostituirà l'attuale pacchetto di soluzioni per la gestione e la fatturazione dei clienti retail con un'unica piattaforma cloud, tecnologicamente avanzata, semplificando i processi e rendendo ancora più efficiente la gestione delle proprie attività retail. Inoltre, l'adozione di Kraken favorirà la scalabilità del business e abiliterà lo sviluppo di offerte innovative.

A dicembre 2023 Plenitude ha lanciato Zurich Sole Protetto, la prima polizza parametrica per impianti fotovoltaici domestici in Italia offerta in omaggio ai clienti Plenitude che sceglieranno di acquistare un impianto fotovoltaico ad uso domestico entro il 31 marzo 2024.

La polizza, attiva per 3 anni, indennizzerà i clienti nel caso in cui l'impianto dovesse beneficiare di un irraggiamento solare inferiore a quello atteso e si basa su un algoritmo che considera sia i dati dell'impianto fotovoltaico sia i dati metereologici storici (dal gennaio 2005) della specifica località.

CAPACITÀ INSTALLATA SOLARE ED EOLICA AL 31 DICEMBRE 2023



PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

	(terawattora)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Produzione di energia da fonti rinnovabili		3,98	2,55	0,99	0,34	0,06	0,01
di cui: fotovoltaico ^(a)		1,74	1,13	0,40	0,22	0,06	0,01
eolico		2,24	1,42	0,59	0,12	0,00	0,00
di cui: Italia		1,53	0,82	0,40	0,11	0,05	0,01
estero		2,45	1,73	0,59	0,23	0,01	0,00

(a) Include generazione da biogas.

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 3,98 TWh riferita per 1,74 TWh all'ambito fotovoltaico e per 2,24 TWh all'eolico, con un aumento di 1,43 TWh rispetto al 2022. L'incremento della produzione rispetto all'anno precedente ha beneficiato dell'entrata in esercizio di nuova capacità, principalmente per il contributo delle ac-

quisizioni di asset in esercizio in Italia, Spagna e Stati Uniti nonché per lo sviluppo organico di progetti in Italia, USA e Kazakhstan.

Di seguito è dettagliata la capacità installata con breakdown per Paese e tecnologia:

CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (DATI IN QUOTA ENI)

	(gigawatt)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo		3,0	2,2	1,1	0,3	0,2	0,0
di cui: fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)		64%	54%	49%	80%	80%	100%
eolico		36%	46%	51%	20%	20%	

	(gigawatt)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		1,0	0,8	0,5	0,1	0,1	0
Estero		2,0	1,4	0,7	0,2	0,1	0
Stati Uniti		1,3	0,8	0,3	0,1		
Spagna		0,4	0,3	0,1			
Altri (Australia, Francia, Pakistan, Kazakhstan, Regno Unito)		0,3	0,3	0,3	0,1	0,1	
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (INCLUSA POTENZA INSTALLATA DI STORAGE)^(a)		3,0	2,2	1,1	0,3	0,2	0

(a) La potenza installata di storage ammonta a 21 MW, 7 MW, 7 MW, 8MW, 7 MW, nel 2023, 2022, 2021, 2020 e 2019 rispettivamente.

Al 31 dicembre 2023, la capacità installata da fonti rinnovabili è pari a 3 GW, con un incremento di 0,8 GW rispetto al 2022, principalmente grazie alle acquisizioni in Spagna (Bonete) e negli Stati Uniti (Kellam), nonché allo sviluppo organico di progetti in Italia, in Spagna e Kazakistan, nonché all'acquisizione di tre impianti fotovoltaici negli Stati Uniti con una capacità totale pari a circa 0,4 GW definita a fine 2023.

Italia

Al 31 dicembre 2023, Eni dispone in Italia di una capacità installata complessiva di circa 1 GW. L'impegno Eni nel Paese è proseguito nel corso del 2023 con lo sviluppo organico di progetti sia fotovoltaici che eolici e del sistema di accumulo presso il sito di Assemini in Sardegna.

Estero

Stati Uniti

Al 31 dicembre 2023, Eni dispone negli Stati Uniti di una capacità installata complessiva di 1,3 GW, in incremento di 0,5 GW rispetto al 2022 grazie in particolare all'acquisizione dell'impianto di Kellam e di ulteriori tre impianti fotovoltaici situati in Texas e Ohio.

Spagna e Francia

Al 31 dicembre 2023, la capacità installata in Spagna e Francia ammonta complessivamente a 0,6 GW, in aumento di circa 0,2 GW rispetto a fine 2022 grazie in particolare all'acquisizione degli asset di Bonete e allo sviluppo organico dell'impianto fotovoltaico di Villanueva ed eolico di Numancia in Spagna.

Regno Unito

Nel Regno Unito, Eni è impegnata nello sviluppo di importanti progetti eolici offshore tramite la joint venture Vårgrønn (65% Plenitude, 35% HitecVision) titolare della quota del 20% nei progetti Dogger Bank. Le tre fasi del progetto (Dogger Bank A, B e C) prevedono la realizzazione di una capacità installata complessiva di 3,6 GW (circa 0,5 GW in quota Plenitude) con turbine di ultima generazione installate al largo delle coste britanniche. Nel mese di ottobre 2023 Dogger Bank ha avviato la produzione di energia trasmessa alla rete nazionale del Regno Unito.

Kazakhstan

Con la realizzazione dei due parchi eolici da 48 MW nell'area di Badamsha, e di un impianto fotovoltaico da 50 MW presso il sito di Shaulder nella regione meridionale del Paese, Eni dispone di una capacità complessiva in Kazakistan di 146 MW.

Australia

Nel Northern Territory australiano Eni dispone di 3 impianti fotovoltaici (Katherine da 34 MW e Bachelor e Manton Dam da 25 MW), e di un sistema di accumulo (6 MW) per una capacità complessiva nel Paese di 64 MW.

Mobilità elettrica

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

Al 31 dicembre 2023 sono circa 19 mila i punti di ricarica distribuiti su tutto il territorio nazionale e in parte all'estero: le stazioni sono smart e user-friendly, monitorate 24 ore su 24 da un help desk e accessibili tramite l'applicazione per dispositivi mobile. Nell'ambito della filiera di settore, Be Charge riveste sia il ruolo di proprietario e gestore della rete di ricarica (CSO - Charge Station Owner e CPO - Charge Point Operator), sia quello di fornitore di servizi di ricarica per i veicoli elettrici, attraverso contratti di interoperabilità stipulati con i vari CPO presenti sul territorio (MSP - Mobility Service Provider). Le stazioni di ricarica Be Charge sono di tipo Quick (fino a 22 kW) in corrente alternata, Fast (fino a 99 kW), Fast+ (fino a 149 kW) e Ultrafast (uguali o superiori a 150 kw) in corrente continua.

Nel corso del 2023, Plenitude, attraverso la società controllata Be Charge ha proseguito il percorso di espansione delle collaborazioni con i principali player del settore della mobilità, al fine di sviluppare infrastrutture e soluzioni di ricarica elettrica, in particolare sono stati siglati accordi con:

- BMW Italia, Porsche Italia e LeasePlan per sviluppare nuove offerte per la ricarica elettrica, anche in modalità Fast e Ultrafast e per l'individuazione di aree in cui installare nuovi hub di ricarica;
- Energica Inside, business unit di Energica Motor Company, per estendere la mobilità elettrica alla nautica attraverso un progetto congiunto innovativo oltre all'installazione di colonnine di ricarica nei porti italiani per offrire ai consumatori nuove possibilità di spostamento anche in acqua;
- IKEA, per l'installazione di 250 stazioni di ricarica di ultima generazione all'interno delle aree di parcheggio dei negozi e dei centri commerciali IKEA in tutto il territorio nazionale;
- ACEA Energia e ACEA Innovation, società controllate da ACEA, che permette di accedere, in regime di interoperatività, ai servizi di ricarica per veicoli elettrici offerti dalla rete di entrambe le società su tutto il territorio nazionale.

Inoltre, nel mese di maggio 2023, con l'obiettivo di favorire lo sviluppo delle infrastrutture dedicate alla mobilità elettrica e accelerare la transizione energetica, la Commissione Europea e Cassa Depositi e Prestiti, come riconoscimento dell'impegno nel settore della mobilità elettrica, hanno destinato a Be Charge oltre €100 milioni per la realizzazione entro il 2025 di una delle più grandi reti di ricarica ad alta velocità in Europa. Nel dettaglio, CDP, come istituto nazionale di promozione, ha concesso un finanziamento di €50 milioni a cui si aggiungono altri €50,4 milioni a fondo perduto assegnati dalla Commissione Europea per la realizzazione di una rete di oltre 2.000

punti di ricarica "ultra-fast", con una potenza minima di 150 kW lungo i principali corridoi di trasporto europei di otto Paesi: Italia, Spagna, Francia, Austria, Germania, Portogallo, Slovenia e Grecia. Nell'ambito dei progetti di efficientamento energetico, a giugno 2023 è stato siglato un accordo con Red Bull che prevede, presso tutte

le sedi e i poli logistici in Italia, l'installazione di impianti fotovoltaici per alimentare gli edifici con energia rinnovabile e colonnine per la ricarica dei veicoli elettrici. Red Bull beneficerà di energia certificata, tramite garanzie d'origine di provenienza europea, prodotta da impianti alimentati al 100% da fonti rinnovabili.

PUNTI DI RICARICA INSTALLATI AL 31 DICEMBRE 2023



TOTALE 18.990

Copertura del **100%** delle province e delle regioni italiane



Resto d'Europa **597**



~20.000
punti di ricarica installati al 31 marzo 2024

POWER

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2023, la potenza installata in esercizio è di 2,2 GW. Nel 2023, la produzione di energia elettrica è stata di 20,66 TWh, in calo

di 0,71 TWh rispetto al 2022. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 6,64 TWh di energia elettrica (-30% rispetto al 2022) perseguiendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

GENERAZIONE ELETTRICA

		2023	2022	2021	2020	2019	2018
Acquisti							
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.144	4.218	4.670	4.346	4.410	4.300
Altri combustibili	(migliaia di tep)	156	175	93	160	276	356
<i>di cui: steam cracking</i>		85	86	68	88	91	94
Produzioni							
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	20,66	21,37	22,31	20,95	21,66	21,62
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	6.981	6.900	7.362	7.591	7.646	7.919
Capacità installata (in esercizio)	(GW)	2,2	2,3	4,5	4,5	4,5	4,5

Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi

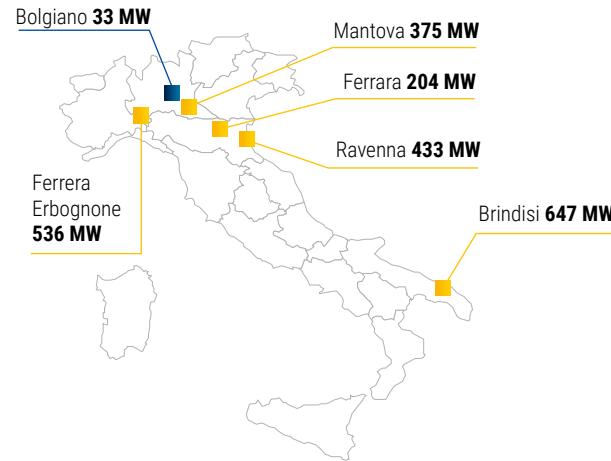
Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 19,88 TWh registrano una riduzione pari al 11,1%, a seguito dei minori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA

	(terawattora)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Produzione di energia elettrica		20,66	21,37	22,31	20,95	21,66	21,62
Acquisti di energia elettrica ^(a)		6,64	9,49	11,62	13,04	15,55	14,49
Disponibilità		27,30	30,86	33,93	33,99	37,21	36,11
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		19,88	22,37	28,54	25,34	28,28	28,54
Vendita di energia elettrica a Plenitude		7,42	8,49	5,39	8,65	8,93	7,57

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

CENTRALI E STABILIMENTI ENIPOWER IN ITALIA



Capacità installata al 31 dicembre 2023: **2,2** GW (quota Eni)

La tecnologia del ciclo combinato con alimentazione a gas naturale (CCGT) impiegata da Eni consente di ottenere elevati livelli di efficienza e un basso impatto ambientale.

■ Centrale di teleriscaldamento

■ Cicli combinati - CCGT

Centrali elettriche	Capacità installata ^(a) al 31/12/2023 (MW)	Entrata in esercizio	Tecnologia	Alimentazione
Brindisi	647	2006	CCGT	Gas
Ferrera Erbognone	536	2004	CCGT	Gas/syngas
Mantova	375	2005	CCGT	Gas
Ravenna	433	2004-2023	CCGT/Peaker	Gas
Ferrara ^(b)	204	2008	CCGT	Gas
Bolgiano	33	2012	Centrale elettrica	Gas
Impianti fotovoltaici ^(c)	0,1	2011-2014	Fotovoltaico	Fotovoltaico
2.228				

(a) Capacità installata e in esercizio.

(b) Capacità in quota Eni.

(c) Impianti gestiti da Enipower Mantova.

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
- Plenitude		637	481	366	241	315	192
- Power		103	150	77	52	42	46
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI		740	631	443	293	357	238

Attività ambientali



L'attività ambientale è svolta da Eni Rewind, la società di Eni che opera in linea con i principi dell'economia circolare per valorizzare i terreni, le acque e i rifiuti industriali o derivanti da attività di bonifica, attraverso progetti di risanamento e di recupero sostenibili, in Italia ed all'estero. Attraverso il suo modello integrato end-to-end, Eni

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

Di seguito sono elencate le principali aree di business:

AREE DI BUSINESS

REMEDIATION

Bonifica di aree contaminate per abilitare nuove opportunità di sviluppo sostenibile

- Sviluppo e applicazione tecnologie di bonifica
- Gestione delle attività di decommissioning e di bonifica suoli e falda:
 - nei siti industriali dismessi e operativi
 - dei punti vendita (stazioni di servizio)
 - delle aree contaminate (es. per effrazioni su oleodotti)
- Pianificazione interventi di bonifica in ottica di valorizzazione e futuro riutilizzo delle aree

WATER AND WASTE

Trattamento di acqua e rifiuti per massimizzare il recupero e il riutilizzo

- Trattamento chimico/fisico/biologico delle acque di falda, superficiali e di produzione per riutilizzo a uso industriale o per scopi irrigui, contribuendo alla riduzione del prelievo idrico in natura
- Gestione del ciclo dei rifiuti industriali e da bonifica, dalla produzione allo smaltimento finale, massimizzando il recupero e minimizzando gli scarti
- Sviluppo tecnologie e competenze in partnership con main player

DEVELOPMENT

Sviluppo di nuovi business a supporto della transizione energetica

- Realizzazione nuovi impianti di trattamento e recupero rifiuti in sinergia con la riconversione industriale dei siti Eni
- Impiego delle aree bonificate per lo sviluppo, a cura di Eni New Energy, di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili
- Sviluppo di attività per Terzi (extra Eni), facendo leva sulle competenze maturate nel settore delle bonifiche e della gestione dei rifiuti

INIZIATIVE DI RILEVANZA STRATEGICA

Il 30 giugno 2023, Eni Rewind ha acquisito il 30% del capitale sociale della Labanalysis Environmental Science, società leader nel campo delle analisi ambientali, con lo scopo di rafforzare l'offerta integrata di servizi ambientali da proporre sul mercato esterno e consolidare il pre-sidio in un settore fondamentale per il corretto indirizzo delle soluzioni di risanamento ambientale e gestione dei rifiuti.

A luglio 2023, Eni e Edison hanno sottoscritto un'intesa che sancisce la collaborazione tra le due aziende per la gestione dei progetti di risanamento ambientale in tutti i siti industriali conferiti nel 1989 da Montedison in Enimont. L'accordo regolerà il paritetico concorso economico per gli interventi di bonifica, già da tempo avviati da Eni Rewind e Versalis, in esecuzione dei progetti decretati dal Ministero dell'Ambiente. L'applicazione dell'accordo sito per sito, con le relative attività di pianificazione, condivisione dei costi e rapporti con le istituzioni, sarà coordinata da un Comitato tecnico-giuridico congiunto tra le due società.

ATTIVITÀ DI BONIFICA

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

Eni Rewind opera in 17 siti di interesse nazionale e oltre 100 siti di interesse regionale, negli ultimi anni ha consolidato il suo ruolo di global contractor per tutte le realtà Eni.

Tra i principali progetti di bonifica presso i siti di proprietà, si segnalano in particolare gli interventi presso: Assemini, Avenza, Brindisi, Cengio, Crotone, Gela, Porto Marghera, Porto Torres, Priolo e Ravenna.

Di particolare rilevanza è il Progetto di Ponticelle, a Ravenna, dove Eni Rewind è impegnata nella valorizzazione dell'ex area industriale, attraverso la messa in sicurezza permanente del sito e la progettazione di interventi mirati per la riqualificazione produttiva. È prevista la realizzazione di una piattaforma polifunzionale di pretrattamento dei rifiuti in partnership con Herambiente e di una piattaforma di biorecupero (biopile) di terreni che potranno essere riutilizzati nelle stazioni di servizio dopo interventi di bonifica, riducendo lo smaltimento in discarica e il consumo di risorse vergini. Al riguardo si segnala che a giugno 2023 è stato ottenuto il Provvedimento Autorizzatorio Unico Regionale (PAUR) per la realizzazione delle piattaforme di trattamento (Piattaforma Eni Rewind per il bio-recupero di terreni da 80 mila tonnellate/anno e Piattaforma polifunzionale da 60 mila tonnellate/anno sviluppata da HEA, JV paritetica con Herambiente) e successivamente sono state assegnate le relative gare di appalto. Sono in corso di realizzazione le opere di urbanizzazione primaria ed è stata avviata la costruzione dell'impianto fotovoltaico a cura di Plenitude per la produzione di energia green. Inoltre, nel corso del 2023 sono stati conseguiti importanti progressi

nell'iter autorizzativo del progetto "Viggiano Blue Water", che consentirà il trattamento fino a 1.700 metri cubi/giorno di acque prodotte nell'ambito dell'attività estrattiva in Val d'Agri.

A Porto Marghera, Eni Rewind ha presento l'istanza PAUR per realizzare un impianto per l'essiccamiento finalizzato al recupero energetico dei fanghi provenienti dalla depurazione delle acque reflue civili. Nell'ottica di economia circolare, la struttura sorgerà in un'area di proprietà in cui gli interventi ambientali sono già certificati, con il triplice obiettivo di consentire il suo riutilizzo attraverso una riqualificazione industriale, di evitare il consumo di nuovo suolo e di usufruire delle infrastrutture, servizi e utilities già presenti nel sito.

WATER & WASTE MANAGEMENT

Eni Rewind gestisce il trattamento delle acque finalizzato all'attività di bonifica nei siti Eni e di sua proprietà, attraverso un sistema integrato di intercettazione dell'acquifero e di convogliamento delle acque di falda ad impianti di trattamento per la loro depurazione. Il progetto di automazione e digitalizzazione degli impianti di trattamento è proseguito nel 2023 nell'ambito di una più ampia iniziativa di ottimizzazione, con l'obiettivo di incrementare la competitività e la sostenibilità del business, la qualità del lavoro e la sicurezza di processo. I principali driver del progetto consistono nell'adozione di modelli operativi ottimizzati per la gestione degli impianti, già operativi in alcuni siti, facendo leva sul potenziamento della Control Room di San Donato Milanese e la digitalizzazione dei siti ad essa collegati. Ulteriore ambito di digitalizzazione è quello del processo manutentivo, che ha visto l'adozione di appositi software di gestione della manutenzione.

Attualmente sono operativi e gestiti 44 impianti di trattamento acque in Italia, con oltre 35 milioni di metri cubi di acqua trattata nel 2023. Continua l'attività di recupero e riutilizzo dell'acqua trattata per la produzione di acqua demineralizzata per uso industriale e nell'ambito dei piani operativi di bonifica dei siti contaminati. Nel corso del 2023 sono stati riutilizzati circa 9 milioni di metri cubi di acque dopo trattamento. Nel corso degli ultimi anni sono state installate presso i siti Eni e di clienti terzi più di 60 dispositivi, che impiegano la tecnologia proprietaria E-Hyrec® per la rimozione selettiva di idrocarburi dalle acque sotterranee, consentendo di migliorare l'efficacia e l'efficienza della bonifica della falda, con importanti riduzioni dei tempi di estrazione ed evitando lo smaltimento di oltre 3.000 tonnellate di rifiuto equivalente.

Eni Rewind opera inoltre come centro di competenza Eni per la gestione dei rifiuti provenienti dalle attività di risanamento ambientale e dalle attività produttive in Italia, grazie al suo modello di gestione che, adottando le migliori soluzioni tecnologiche disponibili sul mercato, permette di minimizzare i costi e gli impatti ambientali. Nel corso del 2023, Eni Rewind ha gestito complessivamente circa 1,5 milioni

di tonnellate di rifiuti, avviando gli stessi a recupero o smaltimento presso impianti esterni. In particolare, l'indice di recupero (rapporto rifiuti recuperati/recuperabili) è stato del 75% in lieve crescita rispetto al 2022 (74%). Tale aumento è dettato dalle caratteristiche analitiche e granulometriche riscontrate nei rifiuti gestiti in sede di caratterizzazione. Sul totale dei volumi indicati, la quota gestita per conto dei clienti Eni è pari a circa il 79%.

CERTIFICAZIONI

Eni Rewind detiene l'Attestazione SOA – certificazione obbligatoria per la partecipazione a gare per l'esecuzione di appalti pubblici di lavoro, con importo a base d'asta superiore a €150.000 sulle proprie attività core, nella categoria generale OG 12 – Opere ed impianti di bonifica e protezione ambientale e nelle categorie specialistiche OS 22 – Impianti di potabilizzazione e depurazione e OS 14 – Impianti smaltimento e recupero rifiuti.

Nel corso del 2023, la società ha ottenuto la Classifica VIII – illimitata – per la Categoria SOA OS-22, che si unisce ad analoghe classifiche già ottenute per l'OG-12 e per l'OS-14.

INIZIATIVE NON CAPTIVE

Nel corso del 2023, Eni Rewind ha potenziato il proprio impegno di crescita progressiva del portafoglio di iniziative non captive, acquisendo nuovi clienti nel settore dei servizi ambientali e stringendo accordi con primari operatori di mercato.

In particolare, nel gennaio 2023 è stato sottoscritto il contratto tra Anas e il Raggruppamento Temporaneo di Imprese (RTI), dove Eni Rewind è mandante, per svolgere le attività di servizi di indagine e caratterizzazione nel Lotto adriatico. L'attività ha una durata quadriennale.

A marzo 2023 è stato firmato il contratto tra Kuwait Raffinazione e Chimica (Gruppo Q8) e il RTI, che vede Eni Rewind in qualità di mandante per la bonifica dell'ex stabilimento di Napoli (Aree Ex Raffineria, Ex Chimica e Via Del Pezzo), facente parte del Sito di Interesse Nazionale di Napoli Orientale. Eni Rewind è incaricata delle attività di progettazione, delle analisi ambientale, e della fornitura, installazione e gestione dell'impianto di desorbimento termico utilizzato per la bonifica dei terreni.

A maggio 2023 è stato acquisito il rinnovo contrattuale con Acciaierie d'Italia, che permetterà di valorizzare ulteriormente le competenze distintive di Eni Rewind nell'ambito della modellazione idrogeologica e dell'ingegneria ambientale in corso presso il Sito di Interesse Nazionale di Taranto.

A luglio 2023 Eni Rewind ha stipulato con Edison il contratto per la realizzazione di interventi di bonifica suoli e falda presso le aree ex Montedison di Crotone. Tale contratto si aggiunge ad analogo accordo già stipulato per le aree di Mantova nel 2020.

Sempre nel mese di luglio è stato finalizzato tra Eni Rewind e Roma Capitale un contratto relativo allo studio di fattibilità per la bonifica dell'area caveale di Tor Fiscale.

A settembre 2023, sono stati aggiudicati all'RTI, a cui Eni Rewind partecipa in qualità di mandante, le gare bandite da Invitalia, relative alla Bonifica del Sito di Bagnoli, Lotto I e Lotto II. Le attività di pertinenza Eni Rewind riguardano la progettazione esecutiva, le analisi ambientali e le operazioni di desorbimento termico on site dei terreni da bonificare. A ottobre 2023 Eni Rewind ha partecipato in RTI in qualità di mandataria con altre primarie aziende del settore al bando relativo alla Messa in Sicurezza Permanente della Discarica Malagrotta di Roma, il più grande sito di conferimento rifiuti localizzato in Europa.

ENI REWIND ESTERO

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

Nel 2023, in supporto alla consociata Eni Kenya BV, Eni Rewind ha realizzato uno studio di fattibilità con l'obiettivo di valutare il potenziale di biogas producibile in cinque discariche di rifiuti urbani dislocate nel territorio del Kenya. Lo studio di fattibilità si è concluso in ottobre e sono in corso le interlocuzioni con le Autorità locali per definire i prossimi passi del progetto.

Nell'ambito del nuovo mandato per le bonifiche delle stazioni di servizio stipulato con Eni Live in vigore dal 1° gennaio 2023, è stato previsto il supporto di Eni Rewind in fase di progettazione degli interventi ambientali anche per le bonifiche delle stazioni di servizio della rete europea.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2023	2022	2021	2020	2019	2018
Acqua trattata	(milioni di metri cubi)	35,4	35,4	36,4	36,4	30,7	29,7
di cui riutilizzata		9,0	9,9	9,1	6,1	5,1	4,8
Gestione rifiuti	(milioni di tonnellate)	1,5	2,0	1,9	1,7	2,0	1,9
Rifiuti recuperati/recuperabili	(%)	75	74	73	78	59	58

ALLEGATI

Tabelle

DATI ECONOMICO-FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Ricavi della gestione caratteristica	93.717	132.512	76.575	43.987	69.881	75.822
Altri ricavi e proventi	1.099	1.175	1.196	960	1.160	1.116
Costi operativi	(77.221)	(105.497)	(58.716)	(36.640)	(54.302)	(59.130)
Altri proventi e oneri operativi	478	(1.736)	903	(766)	287	129
Ammortamenti	(7.479)	(7.205)	(7.063)	(7.304)	(8.106)	(6.988)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing	(1.802)	(1.140)	(167)	(3.183)	(2.188)	(866)
Radiazioni	(535)	(599)	(387)	(329)	(300)	(100)
Utile (perdita) operativo	8.257	17.510	12.341	(3.275)	6.432	9.983
Proventi (oneri) finanziari	(473)	(925)	(788)	(1.045)	(879)	(971)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	2.444	5.464	(868)	(1.658)	193	1.095
Utile (perdita) prima delle imposte	10.228	22.049	10.685	(5.978)	5.746	10.107
Imposte sul reddito	(5.368)	(8.088)	(4.845)	(2.650)	(5.591)	(5.970)
<i>Tax rate (%)</i>	52,5	36,7	45,3	..	97,3	59,1
Utile (perdita) netto	4.860	13.961	5.840	(8.628)	155	4.137
<i>di competenza:</i>						
- azionisti Eni	4.771	13.887	5.821	(8.635)	148	4.126
- interessenze di terzi	89	74	19	7	7	11

STATO PATRIMONIALE

	(€ milioni)	31 Dic. 2023	31 Dic. 2022	31 Dic. 2021	31 Dic. 2020	31 Dic. 2019	31 Dic. 2018
Capitale immobilizzato							
Immobili, impianti e macchinari	56.299	56.332	56.299	53.943	62.192	60.302	
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.834	4.446	4.821	4.643	5.349		
Attività immateriali	6.379	5.525	4.799	2.936	3.059	3.170	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.576	1.786	1.053	995	1.371	1.217	
Partecipazioni	13.886	13.294	7.181	7.706	9.964	7.963	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.335	1.978	1.902	1.037	1.234	1.314	
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.031)	(2.320)	(1.804)	(1.361)	(2.235)	(2.399)	
	83.278	81.041	74.251	69.899	80.934	71.567	
Capitale di esercizio netto							
Rimanenze	6.186	7.709	6.072	3.893	4.734	4.651	
Crediti commerciali	13.184	16.556	15.524	7.087	8.519	9.520	
Debiti commerciali	(14.231)	(19.527)	(16.795)	(8.679)	(10.480)	(11.645)	
Attività (passività) tributarie nette	(2.112)	(2.991)	(3.678)	(2.198)	(1.594)	(1.364)	
Fondi per rischi e oneri	(15.533)	(15.267)	(13.593)	(13.438)	(14.106)	(11.626)	
Altre attività (passività) di esercizio	(892)	316	(2.258)	(1.328)	(1.864)	(860)	
	(13.398)	(13.204)	(14.728)	(14.663)	(14.791)	(11.324)	
Fondi per benefici ai dipendenti	(748)	(786)	(819)	(1.201)	(1.136)	(1.117)	
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	747	156	139	44	18	236	
CAPITALE INVESTITO NETTO	69.879	67.207	58.843	54.079	65.025	59.362	
Patrimonio netto							
di competenza: - azionisti Eni	53.184	54.759	44.437	37.415	47.839	51.016	
- interessenzi di terzi	460	471	82	78	61	57	
Patrimonio netto	53.644	55.230	44.519	37.493	47.900	51.073	
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	10.899	7.026	8.987	11.568	11.477	8.289	
Passività per leasing:	5.336	4.951	5.337	5.018	5.648		
- di cui working interest Eni	4.856	4.457	3.653	3.366	3.672		
- di cui working interest follower	480	494	1.684	1.652	1.976		
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	16.235	11.977	14.324	16.586	17.125	8.289	
COPERTURE	69.879	67.207	58.843	54.079	65.025	59.362	
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,20	0,13	0,20	0,31	0,24	0,16	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,30	0,22	0,32	0,44	0,36	n.a.	
Gearing	0,23	0,18	0,24	0,31	0,26	0,14	

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Utile (perdita) netto		4.860	13.961	5.840	(8.628)	155	4.137
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>							
- ammortamenti e altri componenti non monetari		7.781	4.369	8.568	12.641	10.480	7.657
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(441)	(524)	(102)	(9)	(170)	(474)
- dividendi, interessi e imposte		5.596	8.611	5.334	3.251	6.224	6.168
Variazione del capitale di esercizio		1.811	(1.279)	(3.146)	(18)	366	1.632
Dividendi incassati da partecipate		2.255	1.545	857	509	1.346	275
Imposte pagate		(6.283)	(8.488)	(3.726)	(2.049)	(5.068)	(5.226)
Interessi (pagati) incassati		(460)	(735)	(764)	(875)	(941)	(522)
Flusso di cassa netto da attività operativa		15.119	17.460	12.861	4.822	12.392	13.647
Investimenti tecnici		(9.215)	(8.056)	(5.234)	(4.644)	(8.376)	(9.119)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(2.592)	(3.311)	(2.738)	(392)	(3.008)	(244)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		596	1.202	404	28	504	1.242
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(348)	2.361	289	(735)	(254)	942
Free cash flow		3.560	9.656	5.582	(921)	1.258	6.468
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		2.194	786	(4.743)	1.156	(279)	(357)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		315	(2.569)	(244)	3.115	(1.540)	320
Rimborsò di passività per beni in leasing		(963)	(994)	(939)	(869)	(877)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.882)	(4.841)	(2.780)	(1.968)	(3.424)	(2.957)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(138)	(138)	1.924	2.975		
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(62)	16	52	(69)	1	18
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		24	1.916	(1.148)	3.419	(4.861)	3.492
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		16.498	20.380	12.711	6.726	11.700	12.529

VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Free cash flow		3.560	9.656	5.582	(921)	1.258	6.468
<i>Rimborsò di passività per beni in leasing</i>							
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(234)	(512)	(777)	(67)		(18)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(155)	142			13	(499)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(1.061)	(1.352)	(429)	759	(158)	(367)
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.882)	(4.841)	(2.780)	(1.968)	(3.424)	(2.957)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(138)	(138)	1.924	2.975		
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		(3.873)	1.961	2.581	(91)	(3.188)	2.627
Effetti prima applicazione IFRS 16						(5.759)	
Rimborsi lease liability		963	994	939	869	877	
Accensioni del periodo e altre variazioni		(1.348)	(608)	(1.258)	(239)	(766)	
Variazione passività per beni in leasing		(385)	386	(319)	630	(5.648)	
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		(4.258)	2.347	2.262	539	(8.836)	2.627

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		23.903	31.194	21.742	13.590	23.572	25.744
Global Gas & LNG Portfolio		20.139	48.586	20.843	7.051	11.779	14.807
Enilive, Refining e Chimica		52.558	59.178	40.374	25.340	42.360	46.483
Plenitude & Power		14.256	20.883	11.187	7.536	8.448	8.218
Corporate e altre attività		1.972	1.886	1.698	1.559	1.676	1.588
Eliminazione utili interni e altre elisioni		(19.111)	(29.215)	(19.269)	(11.089)	(17.954)	(21.018)
		93.717	132.512	76.575	43.987	69.881	75.822

RICAVI DA TERZI

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		10.843	12.889	8.846	6.359	10.499	9.943
Global Gas & LNG Portfolio		16.910	41.230	16.973	5.362	9.230	11.931
Enilive, Refining e Chimica		52.165	58.470	40.051	24.937	41.976	46.088
Plenitude & Power		13.598	19.726	10.517	7.135	7.972	7.684
Corporate e altre attività		201	197	188	194	204	176
		93.717	132.512	76.575	43.987	69.881	75.822

RICAVI PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		33.450	60.090	29.968	14.717	23.312	25.279
Resto dell'Unione Europea		18.271	25.413	14.671	9.508	18.567	20.408
Resto dell'Europa		18.476	21.748	12.470	8.191	6.931	7.052
Americhe		7.004	6.929	4.420	2.426	3.842	5.051
Asia		7.404	9.062	7.891	4.182	8.102	9.585
Africa		9.057	9.191	7.040	4.842	8.998	8.246
Altre aree		55	79	115	121	129	201
Totale estero		60.267	72.422	46.607	29.270	46.569	50.543
		93.717	132.512	76.575	43.987	69.881	75.822

RICAVI PER AREA GEOGRAFICA DI ORIGINE

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		62.145	90.479	52.815	29.116	46.763	51.733
Resto dell'Unione Europea		11.405	16.171	9.022	5.508	7.029	8.004
Resto dell'Europa		3.102	7.157	1.946	1.226	1.909	2.496
Americhe		5.546	5.329	3.577	1.838	3.290	3.627
Asia		1.671	1.931	1.170	846	1.068	1.165
Africa		9.776	11.224	7.777	5.271	9.587	8.599
Altre aree		72	221	268	182	235	198
Totale estero		31.572	42.033	23.760	14.871	23.118	24.089
		93.717	132.512	76.575	43.987	69.881	75.822

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		58.170	85.139	41.174	21.432	36.272	41.125
Costi per servizi		11.512	10.303	10.646	9.710	11.589	10.625
Costi per godimento di beni di terzi		1.432	2.301	1.233	876	1.478	1.820
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri		1.369	2.985	707	349	858	1.120
Altri oneri		1.746	2.069	1.983	1.317	879	1.130
a dedurre:							
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		(393)	(268)	(194)	(133)	(202)	(198)
		73.836	102.529	55.549	33.551	50.874	55.622

CORRISPETTIVI DI REVISIONE CONTABILE E DEI SERVIZI DIVERSI DALLA REVISIONE

	(€ migliaia)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Revisione contabile		25.982	23.637	18.858	19.605	15.748	25.445
Servizi di audit		3.580	3.563	4.511	1.412	1.045	1.628
		29.562	27.200	23.369	21.017	16.793	27.073

COSTO LAVORO

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Salari e stipendi		2.427	2.311	2.182	2.193	2.417	2.409
Oneri sociali		497	465	455	458	449	448
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti		156	174	165	102	85	220
Altri costi		196	194	204	239	213	170
<i>a dedurre:</i>							
incrementi per lavori interni		(140)	(129)	(118)	(129)	(168)	(154)
		3.136	3.015	2.888	2.863	2.996	3.093

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		6.148	6.017	5.976	6.273	7.060	6.152
Global Gas & LNG Portfolio		233	217	174	125	124	226
Enilive, Refining e Chimica		524	506	512	575	620	399
Plenitude & Power		466	358	286	217	190	182
Corporate e altre attività		142	140	148	146	144	59
Effetto eliminazione utili interni		(34)	(33)	(33)	(32)	(32)	(30)
Totale ammortamenti		7.479	7.205	7.063	7.304	8.106	6.988
Exploration & Production		1.037	432	(1.244)	1.888	1.217	726
Global Gas & LNG Portfolio		(1)	(12)	26	2	(5)	(73)
Enilive, Refining e Chimica		764	717	1.342	1.271	922	193
Plenitude & Power		(30)	(37)	20	1	42	2
Corporate e altre attività		32	40	23	21	12	18
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		1.802	1.140	167	3.183	2.188	866
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette		9.281	8.345	7.230	10.487	10.294	7.854
Radiazioni		535	599	387	329	300	100
		9.816	8.944	7.617	10.816	10.594	7.954

UTILE OPERATIVO PER SETTORE

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		8.549	15.963	10.113	(610)	7.417	10.214
Global Gas & LNG Portfolio		2.431	3.730	899	(332)	431	387
Enilive, Refining e Chimica		(1.397)	460	45	(2.463)	(682)	(501)
Plenitude & Power		(464)	(825)	2.355	660	74	340
Corporate e altre attività		(943)	(1.956)	(863)	(563)	(688)	(668)
Effetto eliminazione utili interni		81	138	(208)	33	(120)	211
		8.257	17.510	12.341	(3.275)	6.432	9.983

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE (NON-GAAP MEASURE)

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

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

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

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

Utile operativo e utile netto adjusted

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

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

dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.

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

Utile/ perdita di magazzino

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

Special item

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

Leverage

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

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

Gearing

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

Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante

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

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

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

ROACE Adjusted

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

Coverage

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

Current ratio

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

Debt coverage

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

Debt/EBITDA

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

Profit per boe

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

Opex per boe

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

Finding & Development cost per boe

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

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

2023	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	8.549	2.431	(1.397)	(464)	(943)	81	8.257	
Esclusione (utile) perdita di magazzino			604			(42)		562
Esclusione special item:								
- oneri ambientali	81		373	1	193			648
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.037	(1)	764	(30)	32			1.802
- plusvalenze nette su cessione di asset	2		(9)		(4)			(11)
- accantonamenti a fondo rischi	7		19		13			39
- oneri per incentivazione all'esodo	40	4	46	9	59			158
- derivati su commodity		97	14	1.144				1.255
- differenze e derivati su cambi	62	(105)	24		3			(16)
- altro	156	821	117	21	(4)			1.111
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.385	816	1.348	1.145	292			4.986
Utile (perdita) operativo adjusted	9.934	3.247	555	681	(651)	39	13.805	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(196)	1	(38)	(15)	(195)			(443)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	1.321	49	412	(34)	(2)			1.746
Imposte sul reddito ^(a)	(5.543)	(924)	(259)	(218)	249	(13)		(6.708)
Tax rate (%)								44,4
Utile (perdita) netto adjusted	5.516	2.373	670	414	(599)	26	8.400	
<i>di competenza:</i>								
- interessenze di terzi								78
- azionisti Eni								8.322
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								4.771
Esclusione (utile) perdita di magazzino								402
Esclusione special item								3.149
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								8.322

(a) Escludono gli special item.

2022	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	15.963	3.730	460	(825)	(1.956)	138	17.510	
Esclusione (utile) perdita di magazzino				(416)			(148)	(564)
Esclusione special item:								
- oneri ambientali	30			962	2	1.062		2.056
- svalutazioni (riprese di valore) nette	432	(12)		717	(37)	40		1.140
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	2							2
- plusvalenze nette su cessione di asset	(27)			(10)	1	(5)		(41)
- accantonamenti a fondo rischi	34			52		1		87
- oneri per incentivazione all'esodo	34	4		46	65	53		202
- derivati su commodity		(1.805)		4	1.412			(389)
- differenze e derivati su cambi	(54)	244		(33)	(5)	(3)		149
- altro	55	(98)		147	2	128		234
Special item dell'utile (perdita) operativo	506	(1.667)	1.885	1.440	1.276		3.440	
Utile (perdita) operativo adjusted	16.469	2.063	1.929	615	(680)	(10)	20.386	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(319)	(17)	(36)	(11)	(669)			(1.052)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	2.086	4	637	(6)	(91)			2.630
Imposte sul reddito ^(a)	(7.402)	(1.068)	(616)	(201)	673	6		(8.608)
Tax rate (%)								39,2
Utile (perdita) netto adjusted	10.834	982	1.914	397	(767)	(4)	13.356	
<i>di competenza:</i>								
- interessenze di terzi								55
- azionisti Eni							13.301	
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							13.887	
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(401)
Esclusione special item								(185)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							13.301	

(a) Escludono gli special item.

2021	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	10.113	899	45	2.355	(863)	(208)	12.341	
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(1.455)			(36)	(1.491)	
Esclusione special item:								
- oneri ambientali	60		150		61			271
- svalutazioni (riprese di valore) nette	(1.244)	26	1.342	20	23			167
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	247							247
- plusvalenze nette su cessione di asset	(77)		(22)	(2)	1			(100)
- accantonamenti a fondo rischi	113		(4)		33			142
- oneri per incentivazione all'esodo	60	5	42	(5)	91			193
- derivati su commodity		(207)	50	(1.982)				(2.139)
- differenze e derivati su cambi	(3)	206	(14)	(6)				183
- altro	71	(349)	18	96	14			(150)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(773)	(319)	1.562	(1.879)	223			(1.186)
Utile (perdita) operativo adjusted	9.340	580	152	476	(640)	(244)		9.664
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(313)	(17)	(32)	(2)	(539)			(903)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	681		(4)	(3)	(691)			(17)
Imposte sul reddito ^(a)	(4.115)	(394)	(54)	(144)	244	68		(4.395)
Tax rate (%)								50,3
Utile (perdita) netto adjusted	5.593	169	62	327	(1.626)	(176)		4.349
<i>di competenza:</i>								
- interessenze di terzi								19
- azionisti Eni								4.330
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								5.821
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(1.060)
Esclusione special item								(431)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								4.330

(a) Escludono gli special item.

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

(a) Escludono gli special item.

2019	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	7.417	431	(682)	74	(688)	(120)	6.432	
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(318)			95	(223)	
Esclusione special item:								
- oneri ambientali	32		244		62			338
- svalutazioni (riprese di valore) nette	1.217	(5)	922	42	12			2.188
- plusvalenze nette su cessione di asset	(145)		(5)		(1)			(151)
- accantonamenti a fondo rischi	(18)		(2)		23			3
- oneri per incentivazione all'esodo	23	1	8	3	10			45
- derivati su commodity		(576)	(118)	255				(439)
- differenze e derivati su cambi	14	109	(5)	(10)				108
- altro	100	233	(23)	6	(20)			296
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.223	(238)	1.021	296	86			2.388
Utile (perdita) operativo adjusted	8.640	193	21	370	(602)	(25)	8.597	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(362)	3	(36)	(1)	(525)			(921)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	312	(21)	37	10	43			381
Imposte sul reddito ^(a)	(5.154)	(75)	(64)	(104)	218	5		(5.174)
Tax rate (%)								64,2
Utile (perdita) netto adjusted	3.436	100	(42)	275	(866)	(20)	2.883	
<i>di competenza:</i>								
- interessenze di terzi								7
- azionisti Eni								2.876
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								148
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(157)
Esclusione special item								2.885
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								2.876

(a) Escludono gli special item.

2018	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo	10.214	387	(501)	340	(668)	211	9.983	
Esclusione (utile) perdita di magazzino			234			(138)		96
Esclusione special item:								
- oneri ambientali	110		193	(1)	23			325
- svalutazioni (riprese di valore) nette	726	(73)	193	2	18			866
- plusvalenze nette su cessione di asset	(442)		(9)		(1)			(452)
- accantonamenti a fondo rischi	360		21		(1)			380
- oneri per incentivazione all'esodo	26	4	8	118	(1)			155
- derivati su commodity		(63)	120	(190)				(133)
- differenze e derivati su cambi	(6)	111	5	(3)				107
- altro	(138)	(88)	96	(4)	47			(87)
Special item dell'utile (perdita) operativo	636	(109)	627	(78)	85			1.161
Utile (perdita) operativo adjusted	10.850	278	360	262	(583)	73	11.240	
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(366)	(3)	11	(1)	(697)			(1.056)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	285	(1)	(2)	10	5			297
Imposte sul reddito ^(a)	(5.814)	(156)	(145)	(82)	327	(17)		(5.887)
Tax rate (%)								56,2
Utile (perdita) netto adjusted	4.955	118	224	189	(948)	56	4.594	
<i>di competenza:</i>								
- interessenze di terzi								11
- azionisti Eni								4.583
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								4.126
Esclusione (utile) perdita di magazzino								69
Esclusione special item								388
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								4.583

(a) Escludono gli special item.

DETtaglio degli special item

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Special item dell'utile (perdita) operativo		4.986	3.440	(1.186)	3.855	2.388	1.161
- oneri ambientali		648	2.056	271	(25)	338	325
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.802	1.140	167	3.183	2.188	866
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti			2	247			
- plusvalenze nette su cessione di asset		(11)	(41)	(100)	(9)	(151)	(452)
- accantonamenti a fondo rischi		39	87	142	149	3	380
- oneri per incentivazione all'esodo		158	202	193	123	45	155
- derivati su commodity		1.255	(389)	(2.139)	440	(439)	(133)
- differenze e derivati su cambi		(16)	149	183	(160)	108	107
- ripristino ammortamenti Eni Norge							(375)
- altro		1.111	234	(150)	154	296	288
Oneri (proventi) finanziari		30	(127)	(115)	152	(42)	(85)
di cui:							
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		16	(149)	(183)	160	(108)	(107)
Oneri (proventi) su partecipazioni		(698)	(2.834)	851	1.655	188	(798)
di cui:							
- plusvalenza da cessione		(834)	(2.990)			(46)	(909)
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni				851	1.207	148	67
Imposte sul reddito		(1.180)	(683)	19	1.278	351	110
Totale special item dell'utile (perdita) netto		3.138	(204)	(431)	6.940	2.885	388
di competenza:							
- azionisti Eni		3.149	(185)	(431)	6.940	2.885	388
- interessenze di terzi		(11)	(19)				

UTILE OPERATIVO ADJUSTED PER SETTORE

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		9.934	16.469	9.340	1.547	8.640	10.850
Global Gas & LNG Portfolio		3.247	2.063	580	326	193	278
Enilive, Refining e Chimica		555	1.929	152	6	21	360
Plenitude & Power		681	615	476	465	370	262
Corporate e altre attività		(651)	(680)	(640)	(507)	(602)	(583)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		39	(10)	(244)	61	(25)	73
		13.805	20.386	9.664	1.898	8.597	11.240

UTILE NETTO ADJUSTED PER SETTORE

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		5.516	10.834	5.593	124	3.436	4.955
Global Gas & LNG Portfolio		2.373	982	169	211	100	118
Enilive, Refining e Chimica		670	1.914	62	(246)	(42)	224
Plenitude & Power		414	397	327	329	275	189
Corporate e altre attività		(599)	(767)	(1.626)	(1.205)	(866)	(948)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidamento ^(a)		26	(4)	(176)	36	(20)	56
		8.400	13.356	4.349	(751)	2.883	4.594
di cui:							
- azionisti Eni		8.322	13.301	4.330	(758)	2.876	4.583
- interessenze di terzi		78	55	19	7	7	11

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

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(487)	(939)	(849)	(913)	(962)	(627)
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari		(667)	(507)	(475)	(517)	(618)	(565)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		250	(53)	11	31	127	32
- Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		34	(2)				
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori		(207)	(128)	(94)	(102)	(122)	(120)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing		(267)	(315)	(304)	(347)	(378)	
- Interessi attivi verso banche		356	57	4	10	21	18
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		14	9	9	12	8	8
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		(61)	13	(306)	351	(14)	(307)
- Strumenti finanziari derivati su valute		(63)	(70)	(322)	391	9	(329)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		2	81	16	(40)	(23)	22
- Opzioni			2				
Differenze di cambio		255	238	476	(460)	250	341
Altri proventi (oneri) finanziari		(274)	(275)	(177)	(96)	(246)	(430)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		153	128	67	97	112	132
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(341)	(199)	(144)	(190)	(255)	(249)
- Altri proventi (oneri) finanziari		(86)	(204)	(100)	(3)	(103)	(313)
		(567)	(963)	(856)	(1.118)	(972)	(1.023)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		94	38	68	73	93	52
		(473)	(925)	(788)	(1.045)	(879)	(971)

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONI

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto		1.622	2.163	202	38	161	409
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto		(281)	(285)	(1.294)	(1.733)	(184)	(430)
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		430	483	1		19	22
Dividendi		255	351	230	150	247	231
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto		(5)	(37)	1	(38)	(65)	(47)
Altri proventi (oneri) netti		423	2.789	(8)	(75)	15	910
		2.444	5.464	(868)	(1.658)	193	1.095

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Immobilizzazioni materiali lorde							
Exploration & Production		156.342	158.003	162.569	150.613	159.597	151.046
Global Gas & LNG Portfolio		2.540	2.653	2.665	2.164	2.332	2.286
Enilive, Refining e Chimica		29.192	28.058	27.390	26.713	26.154	25.428
Plenitude & Power		6.109	5.442	4.497	3.641	3.402	3.249
Corporate e altre attività		2.355	2.289	2.253	2.134	1.944	1.875
Effetto eliminazione utili interni		(651)	(633)	(628)	(624)	(614)	(600)
		195.887	195.812	198.746	184.641	192.815	183.284
Immobilizzazioni materiali nette							
Exploration & Production		48.837	49.512	50.284	48.296	55.702	53.535
Global Gas & LNG Portfolio		569	735	849	579	738	826
Enilive, Refining e Chimica		3.599	3.316	3.342	4.132	5.015	5.300
Plenitude & Power		3.055	2.534	1.653	860	708	624
Corporate e altre attività		443	453	417	348	323	327
Effetto eliminazione utili interni		(204)	(218)	(246)	(272)	(294)	(310)
		56.299	56.332	56.299	53.943	62.192	60.302

INVESTIMENTI

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		7.133	6.252	3.824	3.472	6.996	7.901
Global Gas & LNG Portfolio		16	23	19	11	15	26
Enilive, Refining e Chimica		982	878	728	771	933	877
Plenitude & Power		740	631	443	293	357	238
Corporate e altre attività		363	276	224	107	89	94
Effetto eliminazione utili interni		(19)	(4)	(4)	(10)	(14)	(17)
Investimenti tecnici		9.215	8.056	5.234	4.644	8.376	9.119
Investimenti in partecipazioni/business combination		2.592	3.311	2.738	392	3.008	244
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination		11.807	11.367	7.972	5.036	11.384	9.363

INVESTIMENTI TECNICI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

	(€ milioni)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		2.006	1.475	1.333	1.198	1.402	1.424
Resto dell'Unione Europea		485	415	199	152	306	267
Resto dell'Europa		235	205	202	119	9	538
Africa		4.105	3.163	1.604	1.443	3.902	4.533
America		609	1.266	659	441	1.017	534
Asia		1.471	1.390	1.203	1.267	1.685	1.782
Altre aree		304	142	34	24	55	41
Totale estero		7.209	6.581	3.901	3.446	6.974	7.695
Investimenti tecnici		9.215	8.056	5.234	4.644	8.376	9.119

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(€ milioni)	Debiti finanziari e obbligazioni	Disponibilità liquide ed equivalenti	Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico all'attività operativa	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	Passività per beni in leasing	Totale
2023						
Breve termine	7.013	(10.193)	(6.782)	(855)	1.128	(9.689)
Lungo termine	21.716				4.208	25.924
	28.729	(10.193)	(6.782)	(855)	5.336	16.235
2022						
Breve termine	7.543	(10.155)	(8.251)	(1.485)	884	(11.464)
Lungo termine	19.374				4.067	23.441
	26.917	(10.155)	(8.251)	(1.485)	4.951	11.977
2021						
Breve termine	4.080	(8.254)	(6.301)	(4.252)	948	(13.779)
Lungo termine	23.714				4.389	28.103
	27.794	(8.254)	(6.301)	(4.252)	5.337	14.324
2020						
Breve termine	4.791	(9.413)	(5.502)	(203)	849	(9.478)
Lungo termine	21.895				4.169	26.064
	26.686	(9.413)	(5.502)	(203)	5.018	16.586
2019						
Breve termine	5.608	(5.994)	(6.760)	(287)	889	(6.544)
Lungo termine	18.910				4.759	23.669
	24.518	(5.994)	(6.760)	(287)	5.648	17.125
2018						
Breve termine	5.783	(10.836)	(6.552)	(188)		(11.793)
Lungo termine	20.082					20.082
	25.865	(10.836)	(6.552)	(188)		8.289

PERSONALE

PERSONALE A FINE PERIODO

		(numero)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production	Italia	3.193	3.192	3.364	3.692	3.491	3.477	
	Estero	5.592	5.497	6.045	6.123	6.781	6.971	
		8.785	8.689	9.409	9.815	10.272	10.448	
Global Gas & LNG Portfolio	Italia	279	282	276	290	293	318	
	Estero	390	588	571	410	418	416	
		669	870	847	700	711	734	
Enilive, Refining e Chimica	Italia	9.835	8.986	9.028	8.915	9.035	8.863	
	Estero	4.257	4.146	4.044	2.556	2.591	2.594	
		14.092	13.132	13.072	11.471	11.626	11.457	
Plenitude & Power	Italia	2.230	2.096	1.864	1.679	1.698	1.719	
	Estero	788	698	600	413	358	337	
		3.018	2.794	2.464	2.092	2.056	2.056	
Corporate e altre attività	Italia	6.212	6.322	6.503	6.999	6.971	6.625	
	Estero	366	381	394	418	417	381	
		6.578	6.703	6.897	7.417	7.388	7.006	
Totale occupazione a fine periodo	Italia	21.749	20.878	21.035	21.575	21.488	21.002	
	Estero	11.393	11.310	11.654	9.920	10.565	10.699	
		33.142	32.188	32.689	31.495	32.053	31.701	

DETTAGLIO PER QUALIFICA

		(numero)	2023	2022	2021	2020	2019	2018
Dirigenti		960	966	986	982	1.037	1.025	
Quadri		9.349	9.133	9.196	9.245	9.461	9.227	
Impiegati		16.557	15.903	15.970	16.285	16.403	16.208	
Operai		6.276	6.186	6.537	4.983	5.152	5.241	
Totale		33.142	32.188	32.689	31.495	32.053	31.701	
<i>di cui:</i>								
- controllate		32.321	31.376	31.888	30.775	31.321	30.950	
- joint operations		821	812	801	720	732	751	

DATI INFRANNUALI

PRINCIPALI DATI ECONOMICO-FINANZIARI^(a)

2023	(€ milioni)	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
Ricavi della gestione caratteristica	27.185	19.591	22.319	24.622	93.717
Utile (perdita) operativo	2.513	1.762	3.126	856	8.257
Utile (perdita) operativo adjusted	4.641	3.381	3.014	2.769	13.805
Utile (perdita) netto ^(b)	2.388	294	1.916	173	4.771
Investimenti tecnici	2.119	2.557	1.873	2.666	9.215
Investimenti in partecipazioni	645	1.165	60	722	2.592
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	12.634	12.941	13.578	16.235	16.235

2022	(€ milioni)	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
Ricavi della gestione caratteristica	32.129	31.556	37.302	31.525	132.512
Utile (perdita) operativo	5.352	5.970	6.611	(423)	17.510
Utile (perdita) operativo adjusted	5.191	5.841	5.772	3.582	20.386
Utile (perdita) netto ^(b)	3.583	3.815	5.862	627	13.887
Investimenti tecnici	1.364	1.829	2.099	2.764	8.056
Investimenti in partecipazioni	1.194	73	978	1.066	3.311
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	13.993	12.777	11.533	11.977	11.977

2021	(€ milioni)	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
Ricavi della gestione caratteristica	14.494	16.294	19.021	26.766	76.575
Utile (perdita) operativo	1.862	1.995	2.793	5.691	12.341
Utile (perdita) operativo adjusted	1.321	2.045	2.492	3.806	9.664
Utile (perdita) netto ^(b)	856	247	1.203	3.515	5.821
Investimenti tecnici	1.139	1.248	1.200	1.647	5.234
Investimenti in partecipazioni	520	351	553	1.314	2.738
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	17.507	15.323	16.622	14.324	14.324

2020	(€ milioni)	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
Ricavi della gestione caratteristica	13.873	8.157	10.326	11.631	43.987
Utile (perdita) operativo	(1.095)	(2.680)	220	280	(3.275)
Utile (perdita) operativo adjusted	1.307	(434)	537	488	1.898
Utile (perdita) netto ^(b)	(2.929)	(4.406)	(503)	(797)	(8.635)
Investimenti tecnici	1.590	978	889	1.187	4.644
Investimenti in partecipazioni	222	42	95	33	392
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	18.681	19.971	19.853	16.586	16.586

(a) I dati infrannuali non sono oggetto di revisione contabile.

(b) Di competenza Eni.

DATI DI SCENARIO

2023	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	81,27	78,39	86,76	84,05	82,62
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,073	1,089	1,088	1,08	1,08
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	75,74	71,99	79,71	78,17	76,40
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	11,0	5,5	11,7	4,3	8,1
PSV ^(d)	57	37	34	41	42
TTF ^(d)	54	35	33	41	41

2022	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	101,40	113,79	100,85	88,71	101,19
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,122	1,065	1,007	1,021	1,053
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	90,40	106,84	100,15	86,93	96,09
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(0,9)	17,2	4,1	13,6	8,5
PSV ^(d)	99	97	197	95	122
TTF ^(d)	96	96	196	94	121

2021	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	60,90	68,83	73,47	79,73	70,73
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,205	1,206	1,179	1,144	1,183
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	50,54	57,07	62,33	69,73	59,80
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(0,6)	(0,4)	(0,4)	(2,2)	(0,9)
PSV ^(d)	19	25	46	93	46
TTF ^(d)	19	25	47	92	46

2020	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	50,26	29,20	43,00	44,23	41,67
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,103	1,101	1,169	1,193	1,142
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	45,56	26,51	36,78	37,08	36,49
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	3,6	2,3	0,7	0,2	1,7
PSV ^(d)	11	7	9	14	10
TTF ^(d)	10	5	8	15	9

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

(b) Fonte BCE.

(c) In USD per barile. Fonte: elaborazioni Eni. Consente di approssimare il margine del sistema di raffinazione Eni tenendo conto dei bilanci materia e delle rese in prodotti delle raffinerie. Dal 1° gennaio 2024 il margine indicatore è calcolato con una metodologia aggiornata che riflette il nuovo assetto industriale, legato essenzialmente alla trasformazione del sito di Livorno e alle azioni di ottimizzazioni delle utilities, nonché le dinamiche evolutive del mercato dei greggi, incorporando una selezione sia ad alto che a basso tenore di zolfo. I valori del SERM per i trimestri 2023 sono stati riesposti.

(d) In €/MWh. Fonte: ICIS European Spot Gas Markets.

PRINCIPALI DATI OPERATIVI

2023		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	780	757	758	781	769
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	130	127	130	137	131
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.661	1.616	1.635	1.708	1.655
<i>Italia</i>		75	69	68	66	69
Resto d'Europa		180	172	172	182	177
Africa Settentrionale		295	271	286	352	301
Egitto		332	323	313	303	318
Africa Sub-Sahariana		292	284	308	307	298
Kazakhstan		166	162	147	178	163
Resto dell'Asia		174	185	187	185	183
America		141	143	144	129	139
Australia e Oceania		6	7	10	6	7
Produzione venduta di idrocarburi	(mln boe)	131,2	135,0	134,9	144,8	545,9
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	13,53	9,85	9,57	12,17	45,12
Autoconsumo di gas naturale		1,31	1,30	1,34	1,44	5,39
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale - GGP		14,84	11,15	10,91	13,61	50,51
Vendite gas retail e business gas		2,91	0,87	0,53	1,74	6,06
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(TWh)	4,62	4,19	4,57	4,60	17,98
Vendite di energia elettrica / clienti liberi		5,16	4,90	4,85	4,97	19,88
Vendite di prodotti petroliferi:	(mln ton)	6,32	6,22	7,74	7,71	28,01
<i>Rete Italia</i>		1,25	1,32	1,42	1,32	5,32
<i>Extrarete Italia</i>		1,42	1,65	1,79	1,58	6,45
<i>Rete resto d'Europa</i>		0,50	0,56	0,59	0,54	2,19
<i>Extrarete resto d'Europa</i>		0,41	0,48	0,57	0,48	1,94
<i>Extrarete altro estero</i>		0,13	0,13	0,13	0,14	0,53
<i>Altre vendite</i>		2,61	2,08	3,24	3,65	11,58

2022		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	780	740	707	776
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	131	126	130	125
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.662	1.586	1.578	1.617
<i>Italia</i>		84	82	81	80
Resto d'Europa		214	180	181	182
Africa Settentrionale		240	270	268	291
Egitto		358	353	343	328
Africa Sub-Sahariana		284	283	316	273
Kazakhstan		164	108	81	150
Resto dell'Asia		181	174	171	171
America		124	125	127	135
Australia e Oceania		13	11	10	7
Produzione venduta di idrocarburi	(mln boe)	136,0	134,7	127,7	133,6
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	16,71	12,11	12,02	14,26
Autoconsumo di gas naturale		1,55	1,27	1,31	1,29
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale - GGP		18,26	13,38	13,33	15,55
Vendite gas retail e business gas		3,42	0,95	0,61	1,86
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(TWh)	5,10	4,49	4,77	4,43
Vendite di energia elettrica / clienti liberi		5,73	5,61	5,96	5,07
Vendite di prodotti petroliferi:	(mln ton)	6,10	7,22	7,25	7,22
<i>Rete Italia</i>		1,20	1,35	1,46	1,38
<i>Extrarete Italia</i>		1,32	1,60	1,71	1,55
<i>Rete resto d'Europa</i>		0,48	0,52	0,58	0,53
<i>Extrarete resto d'Europa</i>		0,55	0,64	0,65	0,60
<i>Extrarete altro estero</i>		0,13	0,11	0,14	0,13
Altre vendite		2,42	3,00	2,71	3,03
					11,16

2021		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	814	779	805	852
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	134	123	133	133
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.704	1.597	1.688	1.737
<i>Italia</i>		99	65	82	87
Resto d'Europa		238	172	213	228
Africa Settentrionale		272	247	266	264
Egitto		355	371	364	348
Africa Sub-Sahariana		310	293	316	321
Kazakhstan		153	147	119	165
Resto dell'Asia		148	169	201	190
America		112	116	111	119
Australia e Oceania		17	17	16	15
Produzione venduta di idrocarburi	(mln boe)	139,9	136,7	140,7	149,4
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	15,51	15,48	15,49	17,14
Autoconsumo di gas naturale		1,52	1,46	1,65	1,74
Vendite a terzi e autoconsumo		17,03	16,94	17,14	18,88
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		0,45	0,01	0,00	0,00
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale - GGP		17,48	16,95	17,14	18,88
Vendite gas retail e business gas		3,52	1,08	0,63	2,62
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(TWh)	3,66	3,89	4,22	4,72
Vendite di energia elettrica / clienti liberi		6,42	6,55	7,83	7,74
Vendite di prodotti petroliferi:	(mln ton)	6,56	6,55	7,53	7,33
<i>Rete Italia</i>		1,04	1,27	1,45	1,36
<i>Extrarete Italia</i>		1,29	1,46	1,70	1,57
<i>Rete resto d'Europa</i>		0,43	0,52	0,62	0,54
<i>Extrarete resto d'Europa</i>		0,54	0,43	0,59	0,63
<i>Extrarete altro estero</i>		0,12	0,13	0,13	0,14
<i>Altre vendite</i>		3,14	2,74	3,04	3,09
					12,01

2020		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	892	853	817	809
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	135	132	133	136
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.790	1.729	1.701	1.713
<i>Italia</i>		112	106	105	103
Resto d'Europa		256	243	224	228
Africa Settentrionale		252	258	253	264
Egitto		303	266	290	304
Africa Sub-Sahariana		372	386	369	347
Kazakhstan		174	167	144	168
Resto dell'Asia		193	173	172	167
America		110	114	127	114
Australia e Oceania		18	16	17	18
Produzione venduta di idrocarburi	(mln boe)	144,7	143,8	142,6	144,1
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	14,37	11,95	13,96	16,17
Autoconsumo di gas naturale		1,53	1,44	1,58	1,58
Vendite a terzi e autoconsumo		15,90	13,39	15,54	17,75
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		0,69	0,46	0,44	0,82
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale - GGP		16,59	13,85	15,98	18,57
Vendite gas retail e business gas		3,63	0,88	0,66	2,51
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(TWh)	3,28	2,74	3,07	3,40
Vendite di energia elettrica / clienti liberi		6,50	5,60	6,65	6,58
Vendite di prodotti petroliferi:	(mln ton)	6,64	5,85	7,42	6,18
<i>Rete Italia</i>		1,12	0,89	1,41	1,14
<i>Extrarete Italia</i>		1,51	1,16	1,58	1,50
<i>Rete resto d'Europa</i>		0,52	0,43	0,61	0,49
<i>Extrarete resto d'Europa</i>		0,57	0,59	0,63	0,61
<i>Extrarete altro estero</i>		0,12	0,11	0,12	0,13
<i>Altre vendite</i>		2,80	2,67	3,07	2,30
					10,85

TABELLA DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA

PETROLIO

(densità media di riferimento 32,35° API, densità relativa 0,8636)

1 barile	(bbl)	158,987 l petrolio ^(a)	0,159 m ³ petrolio	162,602 m ³ gas	5.232 ft ³ gas
				5.800.000 btu	
1 barile/g	(bbl/g)	~50 t/anno			
1 metro cubo	(m ³)	1.000 l petrolio	6,75 bbl	1.033 m ³ gas	36.481 ft ³ gas
1 tonnellata equivalente di petrolio	(tep)	1.160,49 l petrolio	7,299 bbl	1,161 m ³ petrolio	41.911 ft ³ gas

GAS

1 metro cubo	(m ³)	0,976 l petrolio	0,00675 bbl	35.314,67 btu	35.315 ft ³ gas
1.000 piedi cubi	(ft ³)	27,637 l petrolio	0,1742 bbl	1.000.000 btu	27,317 m ³ gas
1.000.000 british thermal unit	(btu)	27,4 l petrolio	0,17 bbl	0,027 m ³ petrolio	28,3 m ³ gas
1 tonnellata di GNL	(tGNL)	1,2 tep	8,9 bbl	52.000.000 btu	52.000 ft ³ gas

ENERGIA ELETTRICA

1 megawattora = 1.000 kWh	(MWh)	93,532 l petrolio	0,5883 bbl	0,0955 m ³ petrolio	94.488 m ³ gas	3.412,14 ft ³ gas
1 terajoule	(Tj)	25.981,45 l petrolio	163,42 bbl	25,9814 m ³ petrolio	26.939,46 m ³ gas	947.826,7 ft ³ gas
1.000.000 kilocalorie	(kcal)	108,8 l petrolio	0,68 bbl	0,109 m ³ petrolio	112,4 m ³ gas	3.968,3 ft ³ gas

(a) I petrolio: litri di petrolio.

FATTORI DI CONVERSIONE DELLE MASSE

	chilogrammo (kg)	libbra (lb)	tonnellata metrica (t)
kg	1	2,2046	0,001
lb	0,4536	1	0,0004536
t	1.000	22.046	1

FATTORI DI CONVERSIONE DELLE LUNGHEZZE

	metro (m)	pollice (in)	piede (ft)	yarda (yd)
m	1	39,37	3,281	1,093
in	0,0254	1	0,0833	0,0278
ft	0,3048	12	1	0,3333
yd	0,9144	36	3	1

FATTORI DI CONVERSIONE DEI VOLUMI

	piede cubo (ft ³)	barile (bbl)	litro (l)	metro cubo (m ³)
ft ³	1	0	28,32	0,02832
bbl	5,232	1	159	0,158984
l	0,035315	0,00675	1	0,001
m ³	35,31485	6,75	10 ³	1



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2023: € 4.005.358.876,00 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588

Partita IVA 00905811006

Altre Sedi

Via Emilia, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Piazza Ezio Vanoni, 1 - San Donato Milanese (MI) - Italia

Contatti

eni.com

+39-0659821

800940924

segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

Ufficio rapporti con gli investitori

Piazza Ezio Vanoni, 1 - 20097 San Donato Milanese (MI)

Tel. +39-0252051651 - Fax +39-0252031929

e-mail: investor.relations@eni.com

Layout, impaginazione e supervisione

K-Change - Roma

