

Eni

Fact Book
2022



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.





Fact Book 2022

ENI IN SINTESI

Principali dati

Eni in borsa

2

4

7

NATURAL RESOURCES

Exploration & Production

Global Gas & LNG Portfolio

9

10

63

ENERGY EVOLUTION

Refining & Marketing e Chimica

Refining & Marketing

Chimica

Plenitude & Power

Attività Ambientali

71

72

73

84

89

96

ALLEGATI

Tabelle

Dati economico-finanziari

Personale

Dati infrannuali

99

100

100

115

116

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 rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: possibili evoluzioni del conflitto tra Russia e Ucraina, l'impatto della pandemia COVID-19, l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza.

2022 in sintesi

LE NOSTRE MILESTONE

UPSTREAM/GGP



Produzione di idrocarburi
1,61 mln boe/g

Costa d'Avorio
decisione finale d'investimento del progetto Beleine

Algeria
start-up di Berkine South

LNG
start-up del Progetto Coral in Mozambico

Rimpiazzato il 50%
del gas russo, principalmente con gas dall'Africa settentrionale

ESPLORAZIONE



Circa
750 milioni di boe
di nuove risorse scoperte in Costa d'Avorio, Cipro, Emirati Arabi Uniti e Algeria

<2 \$/barile
costo esplorativo unitario

DOWNSTREAM



Affidabilità degli impianti e ottimizzazione dei processi

Raggiunto l'obiettivo **"palm oil free"**

Avviata la produzione di carburante sostenibile per l'aviazione (SAF)

Avviata la trasformazione del sito di Porto Marghera

Incrementata la quota Eni in Novamont

AGRIHUB



Integrazione verticale agribusiness -bioraffinazione

Primo cargo di **biofeedstock** dal Kenya

Coltivazioni sostenibili e sviluppo locale

ECCELLENTE PERFORMANCE FINANZIARIA

€20,4 mld **UTILE OPERATIVO ADJUSTED**
rilevante contributo dei settori E&P, GGP e R&M

€2,6 mld **PROVENTI DA PARTECIPAZIONI**
circa il 50% distribuiti a Eni attraverso i dividendi

€20,4 mld **CFFO ADJUSTED**
finanziati gli investimenti, la crescita per linee esterne e la remunerazione degli azionisti. Surplus a riduzione del debito

€13,3 mld **UTILE NETTO ADJUSTED**
triplicato rispetto al 2021

€8,2 mld **INVESTIMENTI ORGANICI**
in linea con la guidance, a cambi costanti

13% LEVERAGE
debiti finanziari netti a €7 mld (ex-IFRS 16), al minimo storico il rapporto di leva finanziaria

DIVIDENDO 2022 E BUY-BACK

€0,88 per azione
€2,4 mld di riacquisto azioni
remunerazione degli azionisti pari complessivamente al 27% del CFFO

OPERAZIONI DI PORTAFOGLIO

**Norvegia**

collocamento di una quota azionaria di Vår Energi

Algeria

acquisizione di asset da bp

Congo

acquisizione della Tango FLNG

Angola

avviata l'operatività di Azule

SPAC

collocamento azionario di NEOA

PLENITUDE

**Business delle rinnovabili**

raddoppiata la capacità installata

Business retail

risultati stabili in un contesto sfidante

E-mobility

network in forte espansione, anche in Europa

CARBON CAPTURE AND STORAGE

**Progetto CCS HyNet**

nel Regno Unito per la decarbonizzazione dell'area di Bacton e Thames Estuary

Progetto CCS Ravenna

costituita la JV con Snam per la fase sperimentale dell'hub ravennate

DECARBONIZZAZIONE



Intensità emissiva di metano pari a **0,08%** il linea con l'impegno di mantenimento **al di sotto** dello **0,2%**

Net GHG Lifecycle Emissions

(Scope 1, 2 e 3) vs. 2018

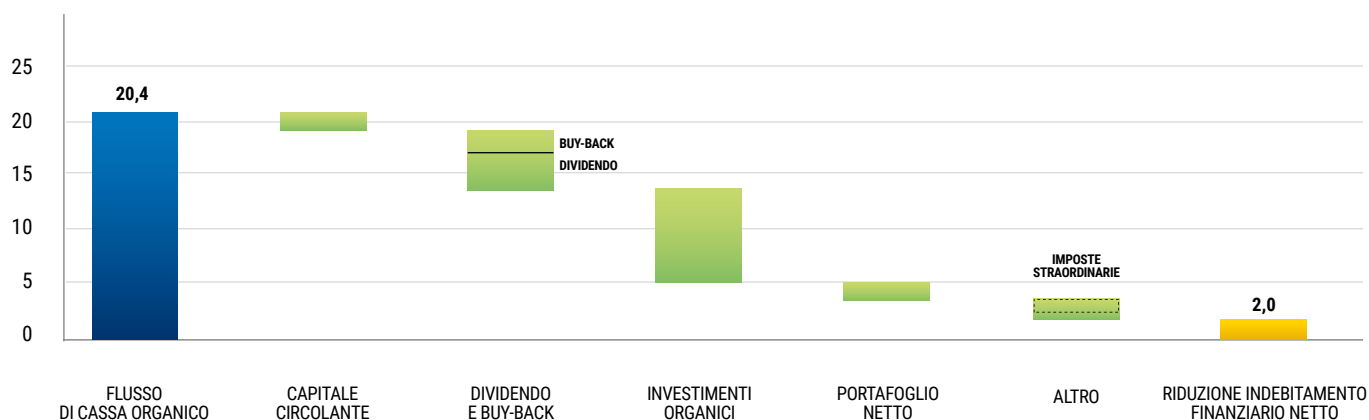
-35% al 2030

-80% al 2040

Net Carbon Footprint Upstream Scope 1+2:

-33% 2022 vs. 2018

UTILIZZO DELLA GENERAZIONE DI CASSA (€ MLD)



Principali dati

PRINCIPALI DATI ECONOMICO-FINANZIARI

	(€ milioni)	2022	2021	2020	2019	2018
Ricavi della gestione caratteristica		132.512	76.575	43.987	69.881	75.822
di cui: Exploration & Production		31.200	21.742	13.590	23.572	25.744
Global Gas & LNG Portfolio		48.586	20.843	7.051	11.779	14.807
Refining & Marketing e Chimica		59.178	40.374	25.340	42.360	46.483
Plenitude & Power		20.883	11.187	7.536	8.448	8.218
Corporate e altre attività		1.879	1.698	1.559	1.676	1.588
Elisioni di consolidamento		(29.214)	(19.269)	(11.089)	(17.954)	(21.018)
Utile (perdita) operativo		17.510	12.341	(3.275)	6.432	9.983
di cui: Exploration & Production		15.908	10.066	(610)	7.417	10.214
Global Gas & LNG Portfolio		3.730	899	(332)	431	387
Refining & Marketing e Chimica		460	45	(2.463)	(682)	(501)
Plenitude & Power		(825)	2.355	660	74	340
Corporate e altre attività		(1.901)	(816)	(563)	(688)	(668)
Effetto eliminazione utili interni		138	(208)	33	(120)	211
Utile (perdita) operativo		17.510	12.341	(3.275)	6.432	9.983
Esclusione special item		3.440	(1.186)	3.855	2.388	1.161
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(564)	(1.491)	1.318	(223)	96
Utile (perdita) operativo adjusted^(a)		20.386	9.664	1.898	8.597	11.240
di cui: Exploration & Production		16.411	9.293	1.547	8.640	10.850
Global Gas & LNG Portfolio		2.063	580	326	193	278
Refining & Marketing e Chimica		1.929	152	6	21	360
Plenitude & Power		615	476	465	370	262
Corporate e altre attività		(622)	(593)	(507)	(602)	(583)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		(10)	(244)	61	(25)	73
Utile (perdita) netto^(b)		13.887	5.821	(8.635)	148	4.126
Utile (perdita) netto adjusted^{(a)(b)}		13.301	4.330	(758)	2.876	4.583
Flusso di cassa netto da attività operativa		17.460	12.861	4.822	12.392	13.647
Investimenti tecnici		8.056	5.234	4.644	8.376	9.119
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		55.230	44.519	37.493	47.900	51.073
Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16		7.026	8.987	11.568	11.477	8.289
Indebitamento finanziario netto post IFRS 16		11.977	14.324	16.586	17.125	n.a.
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,13	0,20	0,31	0,24	0,16
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,22	0,32	0,44	0,36	n.a.
Capitale investito netto		67.207	58.843	54.079	65.025	59.362
di cui: Exploration & Production		50.910	48.014	45.252	53.358	50.358
Global Gas & LNG Portfolio		672	(823)	796	1.327	1.742
Refining & Marketing e Chimica		9.302	9.815	8.786	10.215	6.960
Plenitude & Power		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

		2022	2021	2020	2019	2018
Prezzo medio greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	101,19	70,73	41,67	64,30	71,04
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,053	1,183	1,142	1,119	1,181
Prezzo medio del greggio Brent dated	(€/barile)	96,09	59,80	36,49	57,44	60,15
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$/barile)	8,5	(0,9)	1,7	4,3	3,7
TTF	(€/mgl di metri cubi)	1.279	486	100	142	243
PSV		1.294	487	112	171	260

(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.

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE^(a)

		2022	2021	2020	2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	32.188	32.689	31.495	32.053	31.701
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,41	0,34	0,36	0,34	0,35
<i>di cui: dipendenti</i>		0,29	0,40	0,37	0,21	0,37
<i>contrattisti</i>		0,47	0,32	0,35	0,39	0,34
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	39,39	40,08	37,76	41,20	43,35
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)		0,79	0,81	0,73	0,69	0,67
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti ^(b)		164	176	185	204	203
Net Carbon footprint Eni (Scope 1+2)		29,9	33,6	33,0	37,6	37,2
Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1+2+3) ^(c)		419	456	439	501	505
Net Carbon Intensity (Scope 1+2+3) ^(c)	(grammi di CO ₂ eq./MJ)	66	67	68	68	68
Indice di efficienza operativa (Scope 1+2)		32,67	31,95	31,64	31,41	33,90
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	49,6	54,5	55,9	65,3	104,1
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	6.139	4.408	6.824	7.265	6.687
<i>di cui: da atti di sabotaggio</i>		5.253	3.053	5.866	6.245	4.022
<i>operativi</i>		886	1.355	958	1.033	2.665
Prelievi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	131	125	113	128	117
Acqua di produzione reiniettata	(%)	59	58	53	58	60
Spesa in R&S	(€ milioni)	164	177	157	194	197
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	23	30	25	34	43

Exploration & Production		2022	2021	2020	2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	8.689	9.409	9.815	10.272	10.448
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,35	0,25	0,28	0,33	0,30
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.614	6.628	6.905	7.268	7.153
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	11,3	10,8	10,9	10,6	10,6
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.610	1.682	1.733	1.871	1.851
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	47	55	43	92	100
Profit per boe ^{(d)(f)}	(\$/boe)	9,8	4,8	3,8	7,7	6,7
Opex per boe ^(e)		8,4	7,5	6,5	6,4	6,8
Finding & Development cost per boe ^{(e)(f)}		24,3	20,4	17,6	15,5	10,4
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	21,5	22,3	21,1	22,8	24,1
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata ^(g)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,6	20,2	20,0	19,6	21,4
Net Carbon Footprint upstream (Scope 1+2) ^(c)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	9,9	11,0	11,4	14,8	14,8
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	1,1	1,2	1,0	1,2	1,4
Intensità emissiva di metano (m ³ CH ₄ /m ³ gas venduto)	(%)	0,08	0,09	0,09	0,10	0,16
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	845	436	882	985	1.595

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

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

(c) Calcolato su base equity.

(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.

(g) Produzione lorda di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 980 mln di boe, 1.041 mln di boe, 1.009 mln di boe, 1.114 mln di boe e 1.067 milioni di boe, rispettivamente nel 2022, 2021, 2020, 2019 e 2018.

Global Gas & LNG Portfolio		2022	2021	2020	2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	870	847	700	711	734
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,00	0,00	1,15	0,56	0,51
Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	60,52	70,45	64,99	72,85	76,60
di cui: in Italia		30,67	36,88	37,30	37,98	39,17
internazionali		29,85	33,57	27,69	34,87	37,43
Vendite GNL		9,4	10,9	9,5	10,1	10,3
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	2,09	1,01	0,36	0,25	0,62

Refining & Marketing e Chimica		2022	2021	2020	2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	13.132	13.072	11.471	11.626	11.457
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,81	0,80	0,80	0,27	0,56
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	1,1	1,1	0,4
Produzioni vendute di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	428	585	622	256	219
Quota di mercato rete in Italia	(%)	21,7	22,2	23,2	23,6	24,0
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,50	7,23	6,61	8,25	8,39
Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	5.243	5.314	5.369	5.411	5.448
Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	1.587	1.521	1.390	1.766	1.776
Capacità bilanciata delle raffinerie (quota Eni)	(migliaia di barili/giorno)	528	548	548	548	548
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	6,00	6,72	6,65	7,97	8,19
Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq.)	2,34	2,67	2,78	4,16	4,80
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate CO ₂ eq./migliaia di tonnellate)	233	228	248	248	253
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	6.775	8.476	8.073	8.068	9.483
Vendite di prodotti petrolchimici		3.676	4.451	4.339	4.295	4.946
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	59	66	65	67	76

Plenitude & Power		2022	2021	2020	2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	2.794	2.464	2.092	2.056	2.056
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,31	0,29	0,32	0,62	0,60
Vendite gas retail e business	(miliardi di metri cubi)	6,84	7,85	7,68	8,62	9,13
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	18,77	16,49	12,49	10,92	8,39
Produzione termoelettrica		21,37	22,31	20,95	21,66	21,62
Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi		22,37	28,54	25,34	28,28	28,54
Punti di ricarica elettrica ^(a)	(migliaia)	13,1	6,2	3,4	nd	nd
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	2.198	1.137	335	174	40
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	2.553	986	340	61	12

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

ENI IN BORSA

DATI PER AZIONE

		2022	2021	2020	2019	2018
Utile (perdita) netto ^{(a)(b)}	(€)	3,95	1,60	(2,42)	0,04	1,15
Dividendo di competenza		0,88	0,86	0,36	0,86	0,83
Dividendi per esercizio di competenza ^(c)	(€ milioni)	3.077	3.055	1.286	3.078	2.989
Dividendi pagati nell'esercizio		3.009	2.358	1.965	3.018	2.954
Cash flow ^(a)	(€)	5,01	3,61	1,35	3,45	3,79
Dividend yield ^(d)	(%)	6,5	7,1	4,2	6,3	5,9
Utile (perdita) netto per ADR ^{(a)(b)(e)}	(\$)	8,32	3,78	(5,53)	0,09	2,72
Dividendo per ADR ^(e)		1,84	1,92	0,86	1,89	1,89
Cash flow per ADR ^{(a)(e)}	(%)	10,55	8,54	3,08	7,72	8,95
Dividend yield per ADR ^{(d)(e)}		6,5	7,1	4,2	6,3	5,9
Numero di azioni in circolazione a fine periodo ^(f)	(milioni)	3.345,4	3.539,8	3.572,5	3.572,5	3.601,1
Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio ^(f)		3.483,6	3.566,0	3.572,5	3.592,2	3.601,1
Total Share Return (TSR)	(%)	16,2	52,4	(34,1)	6,7	4,8

(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 2022 (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

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

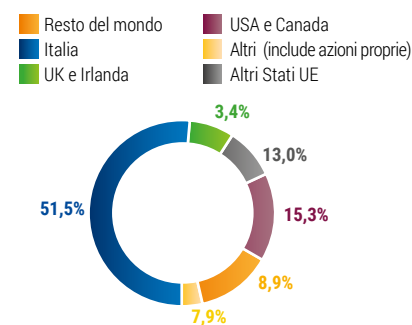
		2001	1998	1997	1996	1995
Prezzi di collocamento	(€/azione)	13,60	11,80	9,90	7,40	5,42
Numero di azioni collocate	(mln di azioni)	200,1	608,1	728,4	647,5	601,9
di cui: per attribuzione bonus share		39,6	24,4	15,0	1,9	
Percentuale del capitale sociale ^(a)	(%)	5,0	15,2	18,2	16,2	15,0
Incasso	(€ milioni)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

(a) Riferita al capitale sociale al 31 dicembre 2021.

ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'AZIONE ENI SULLA BORSA DI MILANO (31 Dicembre 2019 - 4 maggio 2023)



RIPARTIZIONI AZIONARIATO AREA GEOGRAFICA^(a)

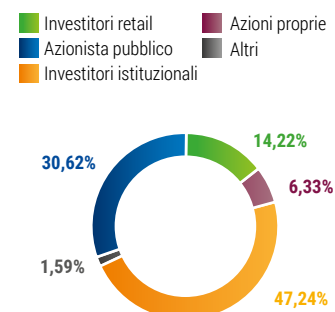


(a) Al 16 marzo 2023.

ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'ADR ENI SULLA BORSA DI NEW YORK (31 Dicembre 2019 - 4 maggio 2023)



COMPOSIZIONE DELL'AZIONARIATO^(a)

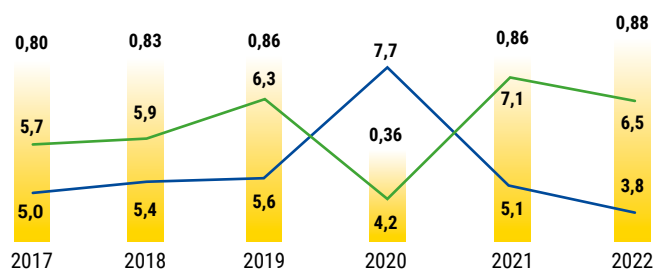


(a) Al 16 marzo 2023.

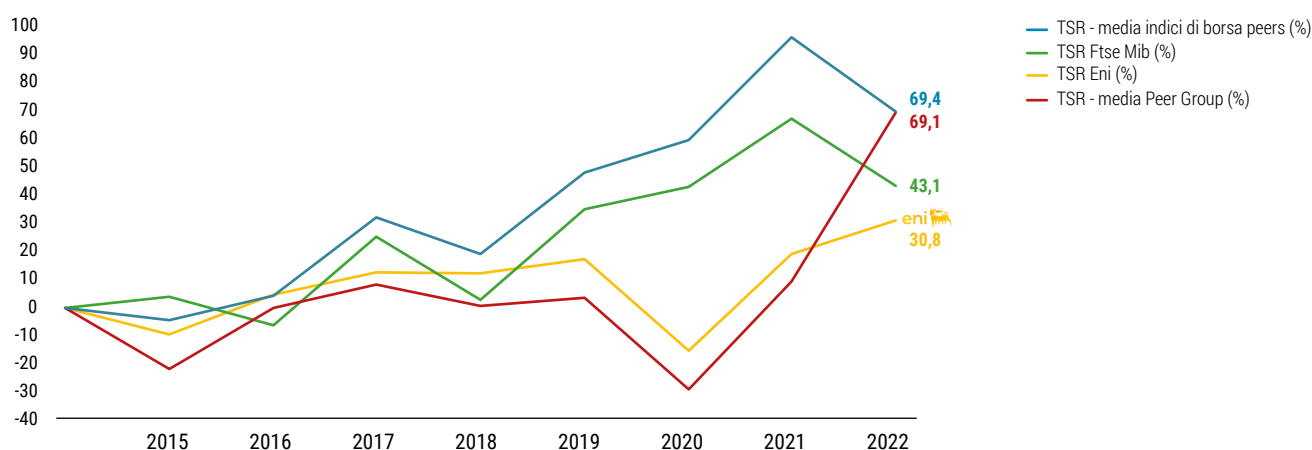
DIVIDENDO PER AZIONE

- Dividendo (€ per azione)
- Dividend yield Eni (%)
- Dividend yield - media delle aziende Oil & Gas^(*) (%)

(*) Riferito a: BP, Chevron, Repsol, ExxonMobil, Shell e TotalEnergies.



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



NATURAL RESOURCES

Exploration & Production
Global Gas & LNG Portfolio

Exploration & Production

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2022	2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,35	0,25	0,28	0,33	0,30
di cui: dipendenti		0,12	0,09	0,18	0,18	0,29
contrattisti		0,42	0,30	0,31	0,37	0,30
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	31.200	21.742	13.590	23.572	25.744
Utile (perdita) operativo		15.908	10.066	(610)	7.417	10.214
Utile (perdita) operativo adjusted		16.411	9.293	1.547	8.640	10.850
Utile (perdita) netto adjusted		10.776	5.543	124	3.436	4.955
Investimenti tecnici		6.362	3.861	3.472	6.996	7.901
Profit per boe ^{(b)(c)}	(\$/boe)	9,8	4,8	3,8	7,7	6,7
Opex per boe ^(d)		8,4	7,5	6,5	6,4	6,8
Cash Flow per boe		29,6	20,6	9,8	18,6	22,5
Finding & Development cost per boe ^{(c)(d)}		24,3	20,4	17,6	15,5	10,4
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		73,98	51,49	28,92	43,54	47,48
Produzione di idrocarburi ^(d)	(migliaia di boe/giorno)	1.610	1.682	1.733	1.871	1.851
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.614	6.628	6.905	7.268	7.153
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	11,3	10,8	10,9	10,6	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	47	55	43	92	100
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	8.689	9.409	9.815	10.272	10.448
di cui: all'estero		5.497	6.045	6.123	6.781	6.971
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(e)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	21,5	22,3	21,1	22,8	24,1
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata ^{(e)(f)}	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,6	20,2	20,0	19,6	21,4
Intensità emissiva di metano ^(e) (m ³ CH ₄ /m ³ gas venduto)	(%)	0,08	0,09	0,09	0,10	0,16
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine ^(e)	(miliardi di Sm ³)	1,1	1,2	1,0	1,2	1,4
Net carbon footprint upstream (Scope 1+2) ^(g)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	9,9	11,0	11,4	14,8	14,8
Oil spill operativi (>1 barile) ^(e)	(barili)	845	436	882	988	1.595
Acqua di formazione reiniettata ^(e)	(%)	59	58	53	58	60

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

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

(e) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(f) Produzione lorda di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 980 mln di boe, 1.041 mln di boe, 1.009 mln di boe, 1.114 mln di boe e 1.067 milioni di boe, rispettivamente nel 2022, 2021, 2020, 2019 e 2018.

(g) Calcolato su base equity.

Il 2022 è stato un anno di sostanziali progressi. Il settore Exploration & Production ha registrato eccellenti performance e ha continuato ad investire nella transizione energetica, fondata sulle tecnologie proprietarie, sul modello satellitare e sulle alleanze con gli stakeholders.

In particolare, le tecnologie di giacimento e di stoccaggio del gas sono utilizzate per sviluppare, in sinergia con i campi petroliferi esausti, soluzioni efficaci per la cattura e lo stoccaggio della CO₂. Il primo impiego è previsto nel Regno Unito nella realizzazione dell'hub di stoccaggio di HyNet, che farà leva sui nostri giacimenti esauriti nella Liverpool Bay con avvio nel 2025. Nel 2024 partirà in joint venture con Snam la fase sperimentale per la realizzazione di un hub CCS nell'offshore di Ravenna, dalle considerevoli potenzialità, attraverso lo sfruttamento di giacimenti esausti e delle infrastrutture Eni nell'area. Nel percorso di decarbonizzazione sono proseguite le iniziative di Natural Climate Solutions e sull'applicazione di soluzioni tecnologiche in vari ambiti, con l'obiettivo di massimizzare progressivamente la componente di carbon removal. A luglio è stato avviato in Kenya il primo di agri-hub e sempre di

più l'Africa diverrà parte di una filiera integrata verticalmente con la bioraffinazione per la fornitura di un bio-olio a partire da scarti e materie prime prodotte in terreni degradati, con importanti, positive ricadute sull'occupazione e sullo sviluppo locale. Tale modello di sviluppo sarà esportato in altri Paesi del continente africano, nonché in Italia in collaborazione con Bonifiche Ferraresi.

Sono stati compiuti significativi progressi nello sviluppo del distintivo modello satellitare Eni che prevede la creazione di entità autonome focalizzate su ambiti definiti. Nell'upstream queste entità hanno l'obiettivo di sviluppare nuove riserve di idrocarburi a sostegno della sicurezza energetica, remunerando gli azionisti con flussi di dividendi stabili e tendenzialmente in crescita e finanziando in via autonoma i relativi investimenti consentendo al Gruppo di avere risorse aggiuntive per l'ottimizzazione degli investimenti nel portafoglio energetico decarbonizzato. Dopo il successo dell'operazione Vår Energi in Norvegia con la quotazione in borsa e l'ingresso di nuovi investitori, ad agosto è diventata operativa Azule Energy, la joint venture con bp che combina gli asset dei due partner in Angola, con l'obiettivo di creare valore per gli azionisti attraverso lo sviluppo di progetti organici e la massimizzazione delle sinergie operative. L'esplorazione rimane competenza distintiva di Eni ed è un driver strategico del percorso di decarbonizzazione, nel duplice ruolo di garanzia del rimpiazzo delle riserve prodotte per assicurare gli approvvigionamenti energetici di cui la Società ha bisogno durante la transizione e di allineamento del portafoglio di risorse agli obiettivi di mix produttivo e di profili emissivi di medio-lungo termine coerenti con il target di net zero. La performance continua ad essere eccellente nel 2022 con la scoperta di circa 750 milioni di boe di nuove riserve, al costo unitario competitivo inferiore ai 2 \$/boe, grazie al contributo dell'appraisal di Baleine e ai ritrovamenti di gas a Cipro, in Algeria, Egitto, Angola e Emirati Arabi Uniti.

La riduzione del time-to-market delle riserve è l'altro driver di creazione di valore dell'upstream. La fase di sviluppo genera valore grazie all'integrazione con la fase esplorativa per massimizzare le sinergie con gli asset esistenti, la parallelizzazione delle attività e l'approccio fast-track che prevede l'avvio in early production e il successivo ramp-up per ridurre l'esposizione finanziaria. Con questo modello nel 2022 abbiamo conseguito gli start-up in Algeria nell'area del Berkine, Coral in Mozambico, primo avvio produttivo del Paese, e in Messico.

I Paesi di attività

Italia

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2022 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 82 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 12.959 chilometri quadrati (10.884 chilometri quadrati in quota Eni). Le attività di produzione sono regolate da contratti di concessione in esercizio (24 nell'onshore e 49 nell'offshore).

Mare Adriatico e Ionio

Produzione I principali giacimenti di Angela, Annamaria, Barbara, Bonaccia, Clara NW (Eni 51%), Luna ed Hera Lacinia e i relativi satelliti hanno fornito nel 2022 il 23% della produzione Eni in Italia, principalmente gas. 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 dell'offshore Adriatico le attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nei campi di Bonaccia, Arianna e Basil; e (ii) la razionalizzazione impiantistica degli asset. Nell'ambito del programma di decommissioning delle facility offshore dei giacimenti esauriti, le attività sono proseguite nel rispetto del Decreto Ministeriale del 15 febbraio 2019 "Linee guida nazionali per la dismissione mineraria delle piattaforme per la coltivazione in mare e delle infrastrutture connesse". È

stato avviato l'iter di dismissione così come previsto dal Decreto Ministeriale per 10 piattaforme.

In linea con la strategia di decarbonizzazione Eni, è stato avviato un programma per la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ (Carbon Capture and Storage - CCS) nei giacimenti esausti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di 500 milioni di tonnellate/anno di stoccaggio. Il programma prevede una prima fase (Fase 1) per la realizzazione di un impianto per la cattura e lo stoccaggio di 25 mila tonnellate di CO₂ per anno a partire dal 2024. Nel dicembre 2022 è stata sanzionata la Fase 1 di sviluppo del progetto. L'avvio della Fase 2, con 4 milioni di tonnellate/anno, è previsto nel 2026.

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 2022 i giacimenti della Val d'Agri hanno fornito circa il 49% della produzione di idrocarburi Eni in Italia.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato la realizzazione di interventi di side track sulla base di quanto approvato nel Programma Lavori. Sono proseguite le attività di ottimizzazione della produzione allo scopo di contrastare il declino naturale di produzione dei giacimenti.

Nel corso del 2022 sono proseguite le attività del progetto

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

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

Sicilia

Produzione Eni è operatore in 11 concessioni di coltivazione nell'onshore e 2 nell'offshore siciliano, che nel 2022 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 proseguite le attività di costruzione dell'impianto di trattamento del gas che sarà estratto dai giacimenti di Argo e Cassiopea (Eni 60%). La fase esecutiva del progetto avrà una durata di circa 3 anni con investimenti per oltre €800 milioni. Le facility onshore e offshore del progetto consentiranno di accelerare lo sviluppo dell'eventuale produzione addizionale derivante dalle attività esplorative in programma conseguenti all'aggiornamento normativo per il rilancio della produzione di gas nazionale. L'avvio della produzione di gas è previsto nella prima metà del 2024. Il progetto, grazie alla configurazione e alle scelte progettuali, risulterà carbon neutral (Scope 1 e 2).

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

RESTO D'EUROPA

Norvegia

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

Nel corso del 2022 Eni e il fondo azionario HitecVision, azioni-

sti di Vår Energi, hanno finalizzato la quotazione della venture presso la borsa di Oslo, la più grande offerta pubblica iniziale del settore Oil & Gas in Europa negli ultimi 15 anni, collocando una quota del 16,2% del capitale sociale della partecipata. A seguito del closing dell'operazione, la partecipazione di Eni si riduce al 63,1%.

L'attività è condotta nel Mare di Norvegia, nel Mare del Nord e nel Mare di Barents per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 27.512 chilometri quadrati (6.686 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2022 la produzione in quota Eni è stata di 145 mila boe/giorno.

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 12,62%) nel Mare di Norvegia nonché Balder & Ringhorne (Eni 56,77%) e Ringhorne East (Eni 44,14%) nel Mare del Nord. La produzione di questi giacimenti ha fornito circa il 18% della produzione in quota Eni del Paese.

In totale, Vår Energi partecipa in 36 licenze produttive nella piattaforma continentale norvegese tra cui: Åsgard (Eni 15,41%), Mikkel (Eni 30,51%), Great Ekofisk Area (Eni 7,81%), Snorre (Eni 11,70%), Ormen Lange (Eni 4,00%), Statfjord Unit (Eni 13,47%), Statfjord Satellites East (Eni 9,17%), Statfjord Satellites North (Eni 15,77%), Statfjord Satellites Sygna (Eni 13,25%) e Grane (Eni 17,86%).

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

Sviluppo Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto sanzionato di Johan Castberg (Eni 18,92%) con start-up previsto nel 2024; (ii) il progetto sanzionato di Balder X (Eni 56,77%, operatore) nella licenza PL 001, nel Mare del Nord. Il progetto include la perforazione di pozzi addizionali, la ricollocazione e upgrading della FPSO Jotun e supporterà lo sviluppo delle nuove scoperte in prossimità dell'area attraverso l'upgrading delle infrastrutture esistenti. Le attività pianificate consentiranno di estendere la produzione dell'hub Balder fino al 2045. Lo start-up è atteso nel 2024; e (iii) il progetto sanzionato di Breidablikk con start-up produttivo nel 2024. Le attività prevedono la perforazione di pozzi produttivi che saranno collegati alle facility di trattamento esistenti nell'area. Lo sviluppo del progetto farà leva sulle tecnologie ad elevata efficienza energetica ed operativa in grado di ridurre le emissioni dirette del progetto.

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

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

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 2.199 chilometri quadrati (1.487 chilometri quadrati in quota Eni), di cui 577 chilometri quadrati relativi all'attività CCUS nel Paese. Nel 2022, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 44 mila boe/giorno.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Paese sono regolate da contratti di concessione. Sono in corso le attività con le autorità competenti del Paese, in particolare con BEIS (il dipartimento per Business, Energy & Industrial Strategy) e NSTA (North Sea Transition Authority; ex OGA - Oil & Gas Authority), per definire il quadro regolatorio e modello di business per i progetti di CCUS.

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%).

Nell'anno è stato conseguito lo start-up produttivo di tre nuovi pozzi di sviluppo nella J-Area nonché della recente scoperta di Jade South attraverso il collegamento alle facility esistenti.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il sanzionamento del programma sviluppo della scoperta Talbot appraisal. L'avvio delle attività di perforazione di sviluppo è previsto nel corso del 2023 con first oil nel 2024; (ii) attività di work-over nel campo di Douglas; e (iii) le attività di abbandono programmate nella Hewett Area.

Proseguono le attività di sviluppo del progetto integrato HyNet North West, dove Eni è impegnata in un consorzio con industrie locali per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio della CO₂ emessa dalle stesse e da un futuro impianto di produzione di idrogeno. Eni svilupperà e gestirà il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ sia onshore che offshore nei propri giacimenti di gas esausti nell'area di Liverpool. Il progetto ha superato la selezione del Governo britannico ed è stato inserito tra i primi due prioritari del "Track 1 clusters" con avvio a partire dal 2025. Il progetto HyNet North West prevede una fase iniziale di stoccaggio pari a 4,5 milioni di tonnellate/anno che, dal 2030, sarà incrementata fino a raggiungere 10 milioni di tonnellate/anno. Il progetto HyNet North West contribuirà al raggiungimento

degli obiettivi di decarbonizzazione definiti dal Governo del Regno Unito al 2032. In particolare, il progetto rappresenterà oltre l'80% dell'obiettivo di cattura e stoccaggio di CO₂ entro il 2030; nonché con una produzione di 4 GW contribuirà per l'80% al target produttivo di idrogeno low carbon entro il 2030. Nel marzo 2023 il Dipartimento per la Sicurezza Energetica e Net Zero (DESNZ) del Regno Unito ha comunicato l'elenco dei progetti di cattura delle emissioni di CO₂ che accederanno ai fondi, pari a £20 miliardi, stanziati per le iniziative in Track 1, previsti dal Governo per accelerare la decarbonizzazione del Paese: degli 8 progetti selezionati ben 5 appartengono al Consorzio HyNet North West.

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

Esplorazione Eni al 31 dicembre 2022 partecipa in 9 blocchi esplorativi, 6 dei quali operati, con quote comprese tra il 16% e il 100%.

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria

Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2022 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 95 mila boe/giorno.

La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 18.476 chilometri quadrati (8.720 chilometri quadrati in quota Eni). L'attività è concentrata nel deserto di Bir Rebaa, nell'area centro-orientale del Paese, nei seguenti blocchi di esplorazione e sviluppo, 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 55%); (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%) e (vii) il Blocco di Berkine Sud (Eni 75%). Inoltre, Eni partecipa nei blocchi non operati 404 e 208 con una quota del 12,25%.

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

Nel corso dell'anno sono stati raggiunti diversi accordi, facendo leva sulle consolidate relazioni con il Paese, con l'obiettivo di aumentare e di diversificare i flussi di export di gas naturale verso l'Europa nonché iniziative di decarbonizzazione. In particolare: (i) nel marzo 2022 è stata ratificata l'assegnazione

di un nuovo PSA nell'area del Berkine Sud. Il progetto prevede la realizzazione fast track di un nuovo hub di sviluppo di gas ed olio attraverso una sinergia con gli asset esistenti nel blocco 405b; (ii) nell'aprile 2022 è stato firmato un Memorandum d'Intesa finalizzato alla valutazione del potenziale a gas e opportunità di sviluppo accelerato di alcuni giacimenti già scoperti. I volumi di produzione gas attesi dalle aree oggetto dell'accordo contribuiranno tra l'altro ad aumentare le capacità di export verso l'Italia attraverso il gasdotto Transmed. Inoltre, è prevista una valutazione tecnica ed economica di un progetto pilota di idrogeno verde con l'obiettivo di contribuire alla decarbonizzazione dell'impianto a gas BRN; (iii) nel luglio del 2022 è stato siglato con i partner dei blocchi 404 e 208 un nuovo PSA. Il contratto consentirà di potenziare gli investimenti al fine di sviluppare il potenziale minerario dell'area e consentirà inoltre la possibile futura valorizzazione dei volumi di gas associato; e (iv) nel novembre 2022 è stato inaugurato il centro di ricerca Solar Lab per l'identificazione delle tecnologie più efficienti per lo sfruttamento dell'energia solare nel Paese; nonché sono state avviate le attività di costruzione di un impianto fotovoltaico da 10 MW nel sito produttivo di BRN. L'impianto fotovoltaico sarà il secondo collegato all'impianto BRN, per contribuire ulteriormente alla decarbonizzazione della produzione di idrocarburi dell'impianto. Inoltre nel gennaio 2023, è stato firmato un Memorandum d'Intesa finalizzato a studiare le opportunità di aumento della capacità di export del gas Algerino verso l'Italia e l'Europa e un secondo Memorandum d'Intesa con l'obiettivo di valutare le opportunità di decarbonizzazione del Paese individuate nella riduzione delle emissioni flaring e fuggitive oltre che nei progetti CCUS, rinnovabili e di efficientamento energetico consentendo anche di valorizzare il gas associato. Queste iniziative sono in linea con la strategia net zero di Eni e fanno parte di un piano di decarbonizzazione più ampio che include anche il monitoraggio del venting e progetti di zero routine flaring e di efficienza energetica. Le attività di esplorazione e produzione Eni in Algeria sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement (PSA) e di concessione.

BLOCCHI 403A/D E ROM NORD

Produzione Nel 2022 l'area ha fornito circa il 12% della produzione in quota Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN, ROMN, ROM e satelliti. La produzione di ROMN, ROM e satelliti (ZEA, ZEK e REC) è raccolta presso la Central Production Facilities (CPF) di ROM e inviata all'impianto di trattamento di BRN per il trattamento finale; la produzione del campo HBN è trattata nel centro olio HBNS operato dal Groupe Berkine.

Sviluppo Durante il 2022 sono state eseguite attività di ottimizzazione di produzione attraverso interventi di work-over e rigless.

BLOCCHI 401A/402A

Produzione Nel 2022 l'area ha fornito circa il 22% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti ROD/SFNE e satelliti.

Sviluppo Durante il 2022 sono state eseguite attività di ottimizzazione di produzione attraverso interventi di work over.

BLOCCO 405B

Produzione Nel 2022 l'area ha fornito circa il 7% della produzione Eni nel Paese dal progetto MLE-CAFC. L'export della produzione avviene attraverso quattro pipeline collegate al network del Paese.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato il proseguimento del programma di sviluppo del progetto CAFC.

BLOCCO 403

Produzione Nel 2022 l'area ha fornito circa il 12% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti BRN, BRW e BRSW. La produzione è trattata dall'impianto di MLE nel Blocco 405b.

Sviluppo Durante il 2022 sono state eseguite attività di ottimizzazione di produzione attraverso interventi di work-over e rigless; nonché conversione di pozzi a iniettori water-alternate-gas (WAG).

BLOCCO 404

Produzione Nel 2022 l'area ha fornito circa il 15% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN HBNS e Ourhoud.

Sviluppo Durante il 2022 sono state eseguite attività di ottimizzazione di produzione attraverso interventi di work over.

BLOCCO 208

Produzione Nel 2022 il blocco ha fornito circa il 12% della produzione Eni nel Paese, principalmente dal giacimento El Merk. La produzione è trattata presso un impianto della capacità di 17 milioni di metri cubi/giorno di gas e con due treni di trattamento olio da 65 mila barili/giorno ciascuno.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato l'ottimizzazione della produzione attraverso interventi di work over.

BLOCCHI SIF FATIMA II, OURHOUD II E ZEMLET EL ARBI

Produzione Nel 2022 l'area ha fornito circa il 19% della produzione Eni nel Paese, principalmente dall'area Berkine Nord. La produzione è trattata presso l'impianto di MLE nel Blocco 405b. Nel corso dell'anno è stata avviata la produzione di due campi a gas e due campi a olio.

Sviluppo Le attività di sviluppo in corso hanno riguardato la perforazione e completamento di 4 ulteriori pozzi produttivi.

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

BERKINE SUD

Produzione La produzione è fornita da due giacimenti a gas e due giacimenti a olio avviati nel 2022, a soli 6 mesi dall'assegnazione del contratto attraverso uno sviluppo accelerato. Le

attività di allacciamento agli impianti di trattamento e l'installazione delle facility di trasporto sono state completate. Nel 2022 l'area ha fornito circa l'1% della produzione Eni nel Paese. Il livello produttivo è previsto in crescita nel 2023 grazie alla connessione e perforazione di nuovi pozzi e alla messa in produzione di nuovi campi.

Libia

Eni è presente in Libia dal 1959. Nel 2022 la produzione in quota Eni è stata di 165 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). L'attività di esplorazione e sviluppo è raggruppata in 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%).

Le attività Eni in Libia sono regolate da contratti di EPSA.

La Libia è uno dei Paesi di presenza Eni maggiormente esposti al rischio geopolitico. Il Paese ha attraversato un lungo periodo di instabilità politico-sociale e di tensioni interne conseguenti alla rivoluzione armata del 2011 e al cambio del regime di allora. Negli anni successivi, la situazione di continua instabilità sociale e politica, sfociata in più riprese in atti di ostilità, scontri armati e tensioni tra le due fazioni che si contendono la guida del Paese, ha compromesso in diverse circostanze la regolarità e la sicurezza delle operazioni Eni. Gli ultimi eventi d'instabilità risalgono alla seconda metà del 2021, con la ripresa della contrapposizione tra il Governo di Unità Nazionale insediato a Tripoli e l'autonominato Governo di Stabilità Nazionale insediato nella parte est del Paese. Ne sono conseguiti atti di ostilità e di guerriglia che hanno portato al blocco quasi totale della produzione petrolifera nella parte est del Paese, alla chiusura dei terminali di esportazione e alla dichiarazione di forza maggiore su alcuni asset partecipati da Eni ad aprile 2022, revocata poi nel mese di luglio 2022 grazie a un accordo tra le parti. Le produzioni offshore (in particolare Bahr Essalam) e onshore nella zona di Tripoli si sono svolte con continuità. Per maggiori informazioni si veda la Relazione Finanziaria Annuale 2022.

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

Nel novembre 2022 è stata ottenuta la ratifica da parte delle competenti autorità del farm-out agreement con bp che pre-

vede l'acquisto di Eni della quota del 42,5% e l'operatorship nei tre permessi esplorativi di Ghadames North, Ghadames South e Sirte offshore.

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

Tunisia

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2022 la produzione in quota Eni è stata di 7 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 Adam (Eni 25%) e Oued Zar (Eni 50%); e non operate di MLD (Eni 50%) ed El Borma (Eni 50%).

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo esplorativo di commitment Anbar-1 nel permesso Borj El Khadra.

EGITTO

Eni è presente in Egitto dal 1954; nel 2022 la produzione di idrocarburi è stata di 346 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 21% della produzione annuale Eni di idrocarburi. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 20.201 chilometri quadrati (7.103 chilometri quadrati in quota Eni). I principali asset Eni nel Paese sono: (i) il blocco Shorouk (Eni 50%) nell'offshore del Mediterraneo con il giacimento giant a gas di Zohr; (ii) la concessione del Sinai, principalmente i giacimenti Belayim Marine-Land ed Abu Rudeis (Eni 100%); (iii) nel Deserto Occidentale le concessioni Meleiha (Eni 76%) e South West Meleiha (Eni 100%); e (iv) le concessioni di Baltim (Eni 50%), Nile Delta (Eni 75%), North Port Said (Eni 100%) e Tamsah (Eni 50%). Inoltre, Eni partecipa nelle concessioni in produzione di Ras el Barr (Eni 50%) e South Ghara (Eni 25%).

Nel 2022, il portafoglio titoli è stato rinnovato attraverso: (i) l'assegnazione di cinque nuove licenze esplorative nell'offshore e onshore egiziano, quattro delle quali operate, per una superficie totale di circa 8.400 chilometri quadrati, a seguito della positiva partecipazione al bando Egypt International Bid Round for Petroleum Exploration and Exploitation 2021. Le licenze sono distribuite nei bacini di maggior interesse per Eni che in caso di scoperta consentiranno sviluppi in tempi rapidi grazie alla prossimità a impianti già esistenti. L'operazione è

in attesa di ratifica da parte delle competenti Autorità; (ii) l'assegnazione dell'operatorship di tre concessioni nel Mediterraneo orientale a seguito degli accordi definiti con il Ministro del Petrolio e la società di Stato EGAS; e (iii) la finalizzazione del farm-in della partecipazione del 45% nella licenza Nargis Offshore Area. Nel gennaio 2023 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas Nargis-1. La scoperta potrà essere sviluppata sfruttando la vicinanza alle infrastrutture Eni esistenti.

Nell'aprile 2022 è stato firmato un accordo quadro con la società di Stato egiziana EGAS per massimizzare la produzione di gas e le esportazioni di GNL verso l'Europa, e in particolare verso l'Italia, attraverso l'impianto di liquefazione di Damietta. Nel gennaio 2023 è stato firmato un Memorandum of Intent (MoI) con la stessa EGAS per condurre studi congiunti con l'obiettivo di identificare le opportunità di riduzione delle emissioni di gas serra nel settore upstream del Paese, attraverso un piano di iniziative che porteranno a un'ulteriore valorizzazione del gas. Inoltre, nel corso dell'anno sono stati avviati programmi di desalinizzazione nelle aree produttive con l'obiettivo di ridurre i prelievi di acqua dolce in linea con i principi dell'iniziativa delle Nazioni Unite "CEO Water Mandate".

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

BLOCCO SHOROUK

Produzione La produzione dell'area è fornita dal campo di Zohr. Nel 2022 il giacimento ha raggiunto il livello produttivo pari a circa 175 mila boe/giorno in quota Eni.

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

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

verso l'equipaggiamento per l'ospedale di Port Said, la formazione del personale sanitario e programmi di prevenzione per un totale di persone che hanno beneficiato di circa 16.000.

SINAI

Produzione La produzione dell'area è stata di circa 61 mila barili/giorno (51 mila barili/giorno in quota Eni) ed è fornita principalmente dai giacimenti Belayim Marine, Belayim Land e Abu Rudeis.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato programmi di ottimizzazione della produzione.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di scoperta near-field ad olio di Semiramis 1X, già avviato in produzione.

NORTH PORT SAID

Produzione Nel 2022 la produzione della concessione è stata di circa 12 mila boe/giorno (circa 8 mila boe/giorno in quota Eni). Parte della produzione della concessione è destinata all'impianto di proprietà United Gas Derivatives Co (Eni 33,33%) con una capacità di trattamento di 37 milioni di metri cubi di gas/giorno e una produzione annua di circa 161 mila tonnellate di propano, 86 mila tonnellate di GPL e circa 1,01 milioni di barili di condensati. Dopo l'estrazione dei condensati il gas residuo viene reimpresso nella rete nazionale GASCO.

BALTIM-NEHO

Produzione Nel 2022 la produzione della concessione è stata di circa 116 mila boe/giorno (circa 36 mila boe/giorno in quota Eni). Durante l'anno è stato finalizzato il processo di unitizzazione del giacimento Sand-1 con la concessione di North El Hammad (NEHO).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato attività di drilling di sviluppo.

NILE DELTA

Produzione La produzione è fornita principalmente dal progetto Nidoco NW e satelliti nell'ambito della Great Nooros Area, nella concessione Abu Madi West (Eni 75%), che nel 2022 ha prodotto circa 78 mila boe/giorno (circa 38 mila boe/giorno in quota Eni).

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di scoperta near-field a gas di El Qara South-1X, già avviato in produzione.

RAS EL BARR

Produzione Nel 2022 la produzione dell'area è stata di circa 17 mila boe/giorno (circa 7 mila boe/giorno in quota Eni), principalmente gas proveniente dai giacimenti Ha'py e Seth.

EL TEMSAH

Produzione La concessione comprende principalmente i campi di Tuna, Tamsah e Denise, la cui produzione nel 2022 è stata di circa 12 mila boe/giorno (circa 4 mila boe/giorno in quota Eni).

DESERTO OCCIDENTALE

Produzione L'area comprende le concessioni produttive di Meleiha, Meleiha Deep, South West Meleiha, Ras Qattara, West Abu Gharadig, East Kanays e West Razzak che nel 2022 hanno prodotto circa 43 mila boe/giorno (circa 21 mila boe/giorno in quota Eni).

Nell'anno è stata completata la cessione delle partecipazioni negli asset produttivi di Ras Qattara (Eni 75%), West Abu Gharadig (Eni 45%), East Kanays (Eni 100%) e West Razzak (Eni 100%).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il sanzionamento della FID del progetto Meleiha Phase 2, avviato in early production e completamento atteso nel 2024; e (ii) attività di upgrading delle facility dei giacimenti Emry Deep e Arcadia nonché agli impianti di iniezione d'acqua.

Esplorazione L'attività esplorativa dell'anno ha avuto esito positivo con tre scoperte near-field mineralizzate ad olio e gas nei pressi della concessione di Meleiha. Le nuove scoperte sono state avviate in produzione attraverso le facility produttive presenti.

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. Nell'agosto 2022, Azule Energy, la joint venture paritetica tra Eni e bp, è diventata operativa, con il contestuale deconsolidamento delle società operative angolane upstream del Gruppo conferite alla JV. Azule Energy combina le attività angolane nell'upstream, nel GNL e nel solare dei due azionisti ed è il più grande produttore equity indipendente di petrolio e gas del Paese. Azule è un esempio del distintivo modello satellitare di Eni progettato per liberare valore. La Società detiene partecipazioni in 16 licenze (di cui 6 blocchi esplorativi) e partecipazioni nella JV Angola LNG e in Solenova, società solare partecipata congiuntamente da Sonangol, e continuerà la collaborazione nella Raffineria di Luanda. Azule Energy vanta una serie di nuovi rilevanti progetti che entreranno in produzione nei prossimi anni, assicurando una crescita organica basata sulle scoperte esplorative. La JV detiene anche un significativo acreage esplorativo di oltre 30.000 chilometri quadrati nei bacini più prolifici del Paese, che consentirà di fare leva sulla vicinanza con le infrastrutture esistenti.

Inoltre, la nuova Società potrà generare significative sinergie operative, perseguire un ambizioso piano di investimenti e aumentare il tasso di crescita nell'area. L'operazione evidenzia l'impegno di entrambe le società a continuare a sviluppare il potenziale del settore upstream del Paese e nel contempo supportare il processo di transizione energetica attraverso lo

sviluppo di progetti a gas e nell'ambito delle energie rinnovabili. 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 2022 la produzione in quota Eni è stata di 110 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%).

Nel 2022 è stato raggiunto lo start-up produttivo del progetto: (i) di Ndungu Early Production attraverso il collegamento alla FPSO Ngoma, progettata per avere una capacità di trattamento di circa 100 mila barili/giorno e caratterizzata da una filosofia operativa zero process flaring e zero water discharge per la minimizzazione delle emissioni; (ii) di Agogo Early Production Phase 2 nel Blocco 15/06 con il completamento delle attività di sviluppo e installazione delle facility sottomarine necessarie; e (iii) l'avvio di un pozzo dal giacimento Cuica nell'area orientale del Blocco 15/06.

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

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

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

Congo

Eni è presente in Congo dal 1968. La produzione in quota Eni nel 2022 è stata di 78 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).

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 Néné-Banga Marine e Litchendjili (Blocco Marine XII, 65%), Ikalou (Eni 85%), Djambala (Eni 50%), Foukanda e Mwafi (Eni 58%), Kitina (Eni 52%), Awa Paloukou (Eni 90%), e M'Boundi (Eni 83%) con una produzione nel 2022 di circa 92 mila boe/giorno (69 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 27 mila boe/giorno (9 mila boe/giorno in quota Eni).

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

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

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

Nel corso dell'anno sono proseguite le attività: (i) per la costruzione del Centro di Eccellenza per le Energie Rinnovabili e l'Efficientamento Energetico a Oyo; (ii) del programma integrato nel distretto di HINDA a sostegno dello sviluppo socio-economico delle comunità rurali attraverso iniziative nell'ambito dell'educazione, sanitario e accesso all'acqua; e (iii) nel settore agricolo tramite il programma CATREP. Inoltre sempre in ambito agricolo è proseguito il progetto Agri-feedstock con l'obiettivo di integrare i produttori nella filiera dei biocarburanti (v. di seguito).

Costa d'Avorio

Eni è presente in Costa d'Avorio dal 2015. L'attività è concentrata nell'offshore del Paese. Eni è operatore dell'Area Esclusiva di Sviluppo nel blocco CI-101 AEE (Eni 83%) e detiene l'operatorship con una quota del 90% altri cinque permessi esplorativi: CI-802, CI-205, CI-501, CI-401 e CI-801.

L'attività riguarda lo sviluppo del giacimento di Baleine che si estende nei blocchi CI-101 e CI-802.

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

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

Nell'aprile 2023 la FPSO che consentirà l'avvio produttivo del giacimento Baleine è partita da Dubai verso la Costa d'Avorio. Il progetto Baleine conferma l'impegno Eni di generare valore riducendo al contempo l'impronta carbonica e l'attenzione a migliorare il time-to-market delle scoperte esplorative.

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 32 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 forniture affidabili di gas, pari al 65% 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 dell'anno si sono concentrate su interventi di ottimizzazione della produzione e di manutenzione.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo Aprozuma-1X nel permesso CTP-4.

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.

Nella fase esplorativa Eni è operatore con una quota del 49,5%

nel blocco A5-A e partecipa con una quota del 10% nel blocco A5-B. Nel dicembre 2022 è stato assegnato il blocco esplorativo A6-C (Eni 60%, operatore) a seguito della partecipazione al 6th Bid Round. Il perfezionamento del relativo contratto petrolifero è atteso nel 2023.

L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 14.602 chilometri quadrati (3.868 chilometri quadrati in quota Eni).

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

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

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.

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

Nigeria

Eni è presente in Nigeria dal 1962; nel 2022 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%), OPL 245 (Eni 50%) e partecipa nell'OML 118 (Eni 12,5%). Attraverso la SPDC JV, la principale joint venture petrolifera del Paese, Eni 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 2022 è proseguita la collaborazione con la FAO (Food and Agriculture Organization) per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura a favore delle comunità colpite da crisi umanitaria nelle aree del nord-est della Nigeria: (i) nel marzo 2022, Eni e FAO, in collaborazione con la società di Stato NNPC, hanno completato e consegnato 11 impianti idrici alimentati da sistemi fotovoltaici negli Stati di Borno e Yobe, nel nord-est della Nigeria; e (ii) sono stati effettuati diversi interventi di manutenzione per assicurare l'affidabilità e sostenibilità delle infrastrutture realizzate.

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

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

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 2022 circa 24 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 interventi di workover e rigless per contrastare il declino produttivo naturale dell'area e attività di asset integrity delle facility ed installazione di nuovi compressori con l'obiettivo di valorizzare ulteriormente il gas naturale e migliorare le performance ambientali con la riduzione delle emissioni di CO₂ legate al flaring. Inoltre, nel corso dell'anno è stato completato e messo in produzione un ulteriore pozzo produttivo.

BLOCCO OML 118

Produzione Nel 2022 il campo Bonga ha prodotto 9 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 di 5 pozzi di sviluppo di cui 3 completati nel corso dell'anno. Sono stati avviati un pozzo produttore e un pozzo iniettore.

BLOCCO OML 125

Produzione La produzione è fornita dal campo di Abo che nel 2022 ha prodotto circa 14 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 900 mila barili di stoccaggio.

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

SPDC JOINT VENTURE (NASE)

Produzione Nel 2022, la produzione in quota Eni è stata pari a circa 16 mila boe/giorno.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il ripristino dell'integrità della Trans Niger Pipeline (TNP) soggetta a interferenze di terze parti, la principale infrastruttura di trasporto della produzione verso il terminale di export di Bonny. La linea TNP è stata chiusa per la quasi totalità del 2022 allo scopo di eliminare fenomeni di bunkering attraverso estensive operazioni di rimozione delle connessioni e raffinerie illegali; (ii) il collegamento di 5 nuovi pozzi produttivi a gas nelle aree produttive di Kolo Creek e Gbaran e la perforazione di 5 nuovi pozzi a olio nell'area di Forcados; (iii) diverse attività di work over e rigless nelle principali aree produttive per contrastare il declino naturale dei campi; e (iv) attività di asset integrity.

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 2022 sono stati pari a circa 23 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd ed attraverso metaniere di terzi con vendita FOB.

KAZAKHSTAN

Eni è presente in Kazakhstan dal 1992, dove è co-operatore del giacimento in produzione di Karachaganak e partecipa al consorzio North Caspian Sea PSA responsabile delle operazioni del giacimento Kashagan.

Inoltre, Eni opera congiuntamente con la Società di Stato

Kaz-MunayGas (KMG) i blocchi Isatay (Eni 50%) e Abay (Eni 50%) 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 2022 la produzione in quota Eni è stata di 57 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. Le attività sono state completate nel corso del 2022, e (ii) la consegna a una nuova unità di trattamento onshore gestita da terze parti, in via di realizzazione, per la restante parte dei volumi di gas associato.

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 2022 la produzione in quota Eni è stata di 69 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 e tramite la pipeline Atyrau-Samara.

Sviluppo Nel corso del 2022 nell'ambito del piano di sviluppo del giacimento di Karachaganak che prevede l'aumento in fasi della capacità di reiniezione del gas, è stata finalizzata l'installazione e lo start-up della quarta unità di compressione gas. Proseguono le altre fasi, sanzionate nel 2020, che includono: (i) la perforazio-

ne di tre nuovi pozzi iniettori; (ii) la realizzazione di una linea di iniezione; e (iii) l'installazione di una quinta unità di compressione gas; lo start-up è previsto nel 2024. Inoltre, nel 2022 è stata sanzionata l'ultima fase che prevede l'installazione di una sesta unità di compressione il cui start-up è previsto nel 2026.

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

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 (18.662 chilometri quadrati in quota Eni).

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.

Nella fase di sviluppo Eni partecipa come partner con una quota del 25% nella concessione offshore di Ghasha. La concessione, della durata di 40 anni, include i giacimenti a gas Hail, Ghasha, Hair Dalma-Bu Hasser-Satah e altri campi offshore situati nella regione di Al Dhafra.

Inoltre, 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 Sjarjah.

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 traguardare una transizione energetica equa.

Produzione La produzione dell'anno è stata di 60 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) le attività di 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 (ii) il programma di ramp-up produttivo del campo di Mahani nella Concessione onshore Area B.

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

Indonesia

Eni è presente in Indonesia dal 2001; nel 2022 la produzione in quota Eni è stata di 62 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 18.235 chilometri quadrati (12.106 chilometri quadrati in quota Eni) su un totale di 13 blocchi.

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

Iraq

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 2022 ha prodotto 31 mila barili/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, che consentirà di raggiungere il livello di plateau stabilito contrattualmente pari a 700 mila barili/giorno. La capacità produttiva e le principali facility per raggiungere il target produttivo sono state già installate e sono in corso le attività per la realizzazione dell'espansione della capacità di trattamento. Le riserve presenti nel giacimento saranno messe progressivamente in produzione attraverso la perforazione di pozzi produttivi addizionali nei prossimi anni attraverso l'espansione della facility di raccolta e il completamento dei pozzi di reiniezione dell'acqua. In particolare, sono in fase di realizzazione i progetti per assicurare la disponibilità di acqua per un adeguato mantenimento della pressurizzazione del giacimento.

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

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

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 2.612 chilometri quadrati (1.928 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.

Produzione La produzione deriva principalmente dal giacimento a gas e liquidi di Bayu Undan che ha prodotto 54 mila boe/giorno (4 mila boe/giorno in quota Eni) nel 2022. 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) collegato attraverso un gasdotto della lunghezza di circa 500 chilometri. Il GNL è venduto a operatori elettrici giapponesi sulla base di contratti di lungo termine.

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 2022, la produzione in quota Eni è stata di 5 mila boe/giorno.

Le operazioni sono regolate da un Production Sharing Agreement.

Produzione La produzione è fornita essenzialmente dal giacimento a olio di Burun (Eni 90%, operatore). 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.

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 5.470 chilometri quadrati (3.107 chilometri quadrati in quota Eni). L'attività è concentrata nell'offshore del Golfo del Messico.

Eni è operatore della licenza in produzione di Area 1 con una quota del 100%, dove si trovano le scoperte di Amoca, Mitzón e Tecoalli. Nella fase esplorativa Eni è operatore delle licenze di Area 10 (Eni 65%), Area 14 (Eni 60%), Area 7 (Eni 45%), Area 24 (Eni 65%) e Area 28 (Eni 75%). Inoltre, Eni partecipa con una quota del 40% nel Blocco OBO AC12 e del 15% nell'Area 9. Nel gennaio 2022 è stato firmato con l'Organizzazione delle Nazioni Unite per l'Educazione, la Scienza e la Cultura (UNESCO) un Memorandum d'Intesa (MoU) quadriennale per identificare potenziali iniziative progettuali congiunte che contribuiscano allo sviluppo sostenibile dell'economia locale attraverso la protezione del patrimonio naturale e culturale, la diversificazione economica e per rispettare e promuovere i 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 2022 ha prodotto 17 mila boe/giorno.

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

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

Esplorazione Nel marzo 2023 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, Alaska e nell'onshore del Texas. La superficie sviluppata e non sviluppata si estende per 1.215 chilometri quadrati (654 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2022 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 57 mila boe/giorno.

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

GOLFO DEL MESSICO

Eni partecipa in 46 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 16 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 2022 è stata di 34 mila boe/giorno in quota Eni.

TEXAS

Produzione La produzione è fornita essenzialmente dall'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, contenente riserve di gas non convenzionale (shale gas). La produzione nell'anno è stata pari a circa 2 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 2022 pari a circa 21 mila barili/giorno in quota Eni.

Venezuela

Eni è presente in Venezuela dal 1998; nel 2022 la produzione in quota Eni è stata di 53 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 Junin 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 2022 la produzione in quota Eni è stata di circa 2 milioni di metro cubi/giorno (pari a 10 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.

INIZIATIVE DI CARBON OFFSET

Eni riconosce e sostiene il processo di transizione dell'economia verso un modello low carbon e su tale base ha elaborato una strategia di decarbonizzazione dei prodotti e dei processi industriali del Gruppo che traguarda l'azzeramento netto delle emissioni Scope 1+2+3 al 2050. Eni prevede di compensare le proprie emissioni residue facendo leva sulle iniziative di Natural Climate Solutions e sull'applicazione di soluzioni tecnologiche in vari ambiti, con l'obiettivo di massimizzare progressivamente la componente di carbon removal. Tali iniziative permetteranno di disporre di un portafoglio annuale di crediti di carbonio in grado di compensare emissioni residue per un volume inferiore ai 25 milioni di tonnellate di CO₂ nel 2050.

Natural Climate Solutions

Nell'ambito delle soluzioni basate sulla natura (Natural Climate Solutions - NCS), dal 2019 Eni ha avviato iniziative focalizzate sulla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo, considerate tra le più rilevanti a livello internazionale, nell'ambito delle strategie di mitigazione dei cambiamenti climatici.

Tali iniziative si inquadrano nel cosiddetto schema REDD+ (Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation). Lo schema REDD+, definito e promosso dalle Nazioni Unite (in particolare nell'ambito dell'UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change, Convenzione sui cambiamenti climatici), prevede attività di conservazione del-

le foreste con gli obiettivi di ridurre le emissioni e migliorare la capacità di stoccaggio naturale della CO₂. I progetti favoriscono al contempo, un modello alternativo di sviluppo delle comunità locali attraverso la promozione di attività socio-economiche in linea con la gestione sostenibile, la valorizzazione delle foreste e la conservazione della biodiversità. All'interno di tale schema si inseriscono le attività di Eni che affianca i Governi, le comunità locali e le Agenzie delle Nazioni Unite dedicate, in coerenza con gli NDC (Nationally Determined Contributions), i Piani di Sviluppo Nazionali e con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) delle Nazioni Unite. A tale scopo, Eni ha costruito nel tempo una solida rete di accordi con sviluppatori internazionali di progetti REDD+. La collaborazione con tali sviluppatori consente a Eni di monitorare lo sviluppo e l'implementazione dei progetti d'interesse, nell'ottica di verificarne l'aderenza allo schema REDD+ e l'applicazione degli standard più elevati, riconosciuti a livello internazionale, per la certificazione della riduzione delle emissioni di carbonio (Verified Carbon Standard - VCS) con risultati socio-ambientali (Climate Community & Biodiversity Standards - CCB).

Le principali iniziative di protezione e conservazione delle foreste sostenute da Eni sono: Luangwa Community Forest Project (LCFP) e Lower Zambezi REDD+ Project (LZRP) in Zambia, Kulera in Malawi, Ntakata Mountains in Tanzania e Amigos de Calakmul, in Messico. Nel 2022 i crediti generati da questi progetti sono stati pari a circa 3,5 milioni di tonnellate di CO₂.

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

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

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

Progetti tecnologici

L'applicazione di soluzioni tecnologiche in vari ambiti rappresenta un'ulteriore leva di compensazione delle emissioni residue. In particolare, Eni ha avviato progetti per promuovere l'adozione di fornelli migliorati (Improved Cookstoves, ICS) per la cottura dei cibi in contesti di povertà energetica e continua a valutare opportunità nei settori delle energie rinnovabili, della gestione dei rifiuti, del miglioramento di pratiche agricole, che assicurino, oltre alla mitigazione del cambiamento climatico, significativi benefici sociali e ambientali sugli stakeholder locali. Le iniziative identificate oltre che garantire la compensazione delle emissioni generando crediti di alta qualità, certificati secondo i più elevati standard internazionali a livello ambientale (Verified Carbon Standard - VCS), contribuiscono al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo sostenibile SDGs (Sustainable Development Verified Impact Standard - SD VISTA).

Nel giugno 2022 Eni ha avviato in Costa d'Avorio un program-

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

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

INIZIATIVE AGRI-FEEDSTOCK

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

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

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

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

Le altre attività in corso hanno riguardato: (i) in Congo, l'avvio della coltivazione con i primi 2 mila ettari seminati. Sono state avviate le fasi di ingegneria e costruzione del primo Agri-

Hubs con una capacità di 30 mila tonnellate/anno e start-up nel 2023. La capacità a regime prevede una produzione di 250 mila tonnellate a partire dal 2027; (ii) in Mozambico, avviata la coltivazione di campi pilota nel novembre 2022 e l'attività di ingegneria per il primo Agri-Hubs con una capacità produttiva di 30 mila tonnellate/anno e start-up nel 2023. La capacità a regime prevede una produzione di 200 mila tonnellate al 2027; (iii) in Angola, sono iniziate le coltivazioni su campi pilota nel dicembre 2022, nella zona di Luanda. È stata identificata l'area per la costruzione dell'Agri-Hubs con una capacità produttiva prevista pari a 30 mila tonnellate/anno; (iv) in Costa d'Avorio, sono in corso le attività preliminari per la definizione della filiera produttiva e la selezione dell'area per la realizzazione dell'impianto Agri-Hubs con start-up atteso nel 2023; e (v) in Italia, avviato un progetto in partnership con la società Bonifiche Ferraresi, per valutare lo sviluppo di coltivazioni per uso energetico, recuperando terreni degradati o inquinati, senza entrare in competizione con la filiera alimentare.

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

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

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

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

Riserve certe di idrocarburi^(a)

(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022										
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										
consolidate	271	73	329	655	460	881	383	207	43	3.302
joint venture e collegate		257	9		338			285		889
Non sviluppate										
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	243	73	798	1.110	1.352	1.182	879	256	91	5.984
di cui: sviluppate	199	68	434	1.022	799	1.093	424	162	60	4.261
non sviluppate	44	5	364	88	553	89	455	94	31	1.723
Acquisizioni								2		2
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		496	14		87			324		921
di cui: sviluppate		254	14		47			324		639
non sviluppate		242			40					282
Acquisizioni										
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	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		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-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	428	106	1.022	1.246	1.361	1.066	700	302	125	6.356
di cui: sviluppate	336	99	582	764	895	925	403	170	87	4.261
non sviluppate	92	7	440	482	466	141	297	132	38	2.095
Acquisizioni								30		30
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		363	14		68			352		797
di cui: sviluppate		205	14		17			347		583
non sviluppate		158			51			5		214
Acquisizioni		184								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	422	525	1.052	1.078	1.436	1.150	427	203	137	6.430
<i>di cui: sviluppate</i>	350	360	532	463	856	891	238	176	101	3.967
<i>non sviluppate</i>	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			14		75		1	470		560
<i>di cui: sviluppate</i>			14		20		1	359		394
<i>non sviluppate</i>					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-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2021	197	34	393	210	589	710	476	237	1	2.847
di cui: sviluppate	146	34	225	164	435	641	262	164	1	2.072
non sviluppate	51		168	46	154	69	214	73		775
Acquisizioni	1		17					2		20
Revisioni di precedenti stime	3	6	(8)	(16)	(62)	(34)	(15)	13		(113)
Miglioramenti di recupero assistito			2					4		6
Estensioni e nuove scoperte		3	5	1	61					70
Produzione	(13)	(7)	(45)	(28)	(51)	(32)	(28)	(22)		(226)
Cessioni					(170)					(170)
Riserve al 31 dicembre 2022	188	36	364	167	367	644	433	234	1	2.434
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020		378	9		21			6		414
di cui: sviluppate		175	9		9			6		199
non sviluppate		203			12					215
Acquisizioni					132		100			232
Revisioni di precedenti stime		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-Sahariana	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-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019	194	41	468	264	694	746	491	225	1	3.124
di cui: sviluppate	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
non sviluppate	57	4	167	115	175	64	246	77		905
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	1	1	(44)	(14)	10	100	114	16		184
Miglioramenti di recupero assistito							5			5
Estensioni e nuove scoperte							1	4		5
Produzione	(17)	(8)	(41)	(23)	(80)	(41)	(32)	(21)		(263)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020	178	34	383	227	624	805	579	224	1	3.055
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2019		424	12		10			31		477
di cui: sviluppate		219	12		7			31		269
non sviluppate		205			3					208
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(11)			9					(2)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		30								30
Produzione		(43)			(1)			(1)		(45)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2020		400	12		18			30		460
Riserve al 31 dicembre 2020	178	434	395	227	642	805	579	254	1	3.515
Sviluppate	146	207	255	172	484	716	297	173	1	2.451
consolidate	146	31	243	172	469	716	297	143	1	2.218
joint venture e collegate		176	12		15			30		233
Non sviluppate	32	227	140	55	158	89	282	81		1.064
consolidate	32	3	140	55	155	89	282	81		837
joint venture e collegate		224			3					227

(milioni di barili)	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	208	48	493	279	718	704	476	252	5	3.183
<i>di cui: sviluppate</i>	156	44	317	153	551	587	252	143	5	2.208
<i>non sviluppate</i>	52	4	176	126	167	117	224	109		975
Acquisizioni								29		29
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		297	11		12			37		357
<i>di cui: sviluppate</i>		154	11		8			32		205
<i>non sviluppate</i>		143			4			5		152
Acquisizioni		109								109
Revisioni di precedenti stime		45	2					-5		42
Miglioramenti di recupero assistito										
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	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	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-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
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-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	5.882	62.336	132.859	109.397	56.725	44.992	4.961	13.420	440.434
di cui: 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		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	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		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	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		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	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			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)(c)(d)}

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

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

(b) 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.

(c) 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.

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

Produzione di gas naturale

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

Produzione venduta di idrocarburi

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

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

Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2022

	Inizio operazioni	Numero titoli	Sup. lorda sviluppata ^{(a)(b)}	Sup. netta sviluppata ^{(a)(b)}	Sup. lorda non sviluppata ^(a)	Sup. netta non sviluppata ^(a)	Tipo di giacimenti/ superficie	Numero di giacimenti in produzione	Numero di giacimenti non in produzione
EUROPA		302	14.635	8.137	54.096	25.495		65	42
Italia	1926	113	7.993	6.698	4.966	4.186	Onshore/Offshore	55	35
Resto d'Europa		189	6.642	1.439	49.130	21.309		10	7
Albania	2020	1			587	587	Onshore		
Cipro	2013	7			25.474	13.988	Offshore		2
Groenlandia	2013						Offshore		
Montenegro	2016						Offshore		
Norvegia	1965	147	5.723	815	21.789	5.871	Offshore		
Regno Unito	1964	34	919	624	1.280	863	Offshore	10	5
AFRICA		293	51.139	14.207	232.739	103.189		192	145
Africa Settentrionale		81	16.820	7.773	104.546	35.307		80	68
Algeria	1981	54	11.561	5.332	6.915	3.388	Onshore	48	46
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	21	7
Egitto	1954	55	5.022	1.789	15.179	5.314	Onshore/Offshore	35	22
Africa Sub-Sahariana		157	29.297	4.645	113.014	62.568		77	55
Angola	1980	82	10.863	907	30.544	5.609	Onshore/Offshore		
Congo	1968	19	971	586	1.320	713	Onshore/Offshore	14	5
Costa d'Avorio	2015	6			4.523	4.000	Offshore		2
Gabon	2008	3			2.931	2.931	Onshore/Offshore		1
Ghana	2009	3	226	100	930	395	Offshore	1	1
Kenya	2012	6			50.677	41.892	Offshore		
Mozambico	2007	8	719	180	13.883	3.688	Offshore	1	5
Nigeria	1962	30	16.518	2.872	8.206	3.340	Onshore/Offshore	61	41
Sudafrica	2014						Offshore		
ASIA		55	10.926	3.238	256.816	142.347		15	24
Kazakhstan	1992	7	2.391	442	3.853	1.505	Onshore/Offshore	2	3
Resto dell'Asia		48	8.535	2.796	252.963	140.842		13	21
Cina	1984	3	62	10			Offshore	2	
Emirati Arabi Uniti	2018	12	3.017	251	29.603	18.411	Onshore/Offshore	4	9
Indonesia	2001	13	3.770	1.787	14.465	10.319	Onshore/Offshore	3	8
Iraq	2009	1	1.074	446			Onshore	1	
Libano	2018	2			3.653	1.461	Offshore		
Myanmar	2014						Onshore/Offshore		
Oman	2017	3			102.016	58.955	Offshore		
Qatar	2022	1			1.206	38			1
Russia	2007	2			53.930	17.975	Offshore		
Timor Leste	2006	4	412	122	2.200	1.806	Offshore	1	3
Turkmenistan	2008	1	200	180			Offshore	2	
Vietnam	2013	5			31.290	28.633	Offshore		
Altri Paesi		1			14.600	3.244	Offshore		
AMERICA		98	2.230	1.046	14.570	8.140		38	10
Messico	2015	10	34	34	5.436	3.073	Offshore	2	4
Stati Uniti	1968	76	935	515	280	139	Onshore/Offshore	33	4
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		752	79.658	27.262	560.829	281.288		311	222

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

Prezzi medi di realizzo

	(\$/barile)	2022		2021		2020		2019		2018	
		CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Petrolio e condensati											
Italia		67,07		61,26		34,58		55,55		61,58	
Resto d'Europa		93,94	97,51	70,60	66,72	32,82	35,23	58,92	58,88	64,51	
Africa Settentrionale		92,11	17,82	68,03	17,89	38,33	18,16	57,91	18,06	65,95	17,92
Egitto		87,64		63,53		36,66		54,78		62,97	
Africa Sub-Sahariana		103,96	85,71	69,12	44,41	39,99	17,13	63,45	23,72	68,76	39,48
Kazakhstan		86,94		66,92		37,37		59,06		66,78	
Resto dell'Asia		94,13		68,39		37,69		62,81		68,35	49,86
America		92,03	88,39	61,93	57,75	33,03	27,20	54,00	59,94	57,22	54,86
Australia e Oceania		60,89		58,76		17,45		52,93		68,72	
		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)										
Italia		718,03		546,73		111,83		177,86		295,65	
Resto d'Europa		1.067,76	1.096,27	556,69	534,00	110,08	114,89	174,93	179,03	282,31	
Africa Settentrionale		371,81	341,73	226,87	206,08	152,83	222,44	219,47	255,57	175,73	126,57
Egitto		194,23		167,37		168,81		180,74		171,36	
Africa Sub-Sahariana		176,50	1.193,86	152,55	518,58	97,69	139,08	103,98	217,50	84,14	335,70
Kazakhstan		24,33		19,10		24,43		28,73		27,08	
Resto dell'Asia		373,64		219,38		144,63		209,86		215,94	329,36
America		228,82	168,34	143,52	152,55	74,34	154,48	86,99	152,78	83,93	151,10
Australia e Oceania		144,78		150,20		135,57		155,98		169,65	
		304,18	702,14	209,62	378,29	133,07	131,94	174,58	174,64	182,80	197,55

Idrocarburi	(\$/boe)										
Italia		87,98		72,42		25,28		40,24		53,01	
Resto d'Europa		128,03	121,12	78,48	71,19	23,94	29,17	39,84	49,76	56,07	
Africa Settentrionale		73,29	19,31	51,51	18,69	30,28	19,36	44,86	19,39	43,34	18,14
Egitto		42,64		34,18		28,03		33,67		36,22	
Africa Sub-Sahariana		83,12	108,43	58,24	70,02	32,06	19,97	53,08	30,84	58,59	48,79
Kazakhstan		64,59		49,37		27,22		42,21		46,98	
Resto dell'Asia		76,85		51,48		31,31		50,31		50,98	50,64
America		83,45	29,27	55,66	24,99	29,57	23,39	48,37	25,67	46,63	28,59
Australia e Oceania		22,25		23,03		20,35		26,32		28,99	
		69,07	98,29	49,82	61,11	29,20	27,33	43,73	41,71	48,04	33,63

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

Perforazione esplorativa

(numero)	Pozzi completati ^(a)										Pozzi in progress ^(b)	
	2022 Successo commerciale	Sterili ^(c)	2021 Successo commerciale	Sterili ^(c)	2020 Successo commerciale	Sterili ^(c)	2019 Successo commerciale	Sterili ^(c)	2018 Successo commerciale	Sterili ^(c)	Totale	In quota Eni
Italia								0,5	1,8			
Resto d'Europa	0,4	1,2	0,1	0,3	0,8	0,4	0,3	1,4		0,5	26,0	6,7
Africa Settentrionale	1,0	4,0			0,5	1,5	0,5			0,5	9,0	6,0
Egitto	4,4	4,3	5,0	5,0	0,7	1,5	4,5	1,5	1,7	1,5	12,0	10,3
Africa Sub-sahariana	3,7	2,4	1,1	0,4	0,1	0,9	0,5	0,9	0,4		39,0	19,7
Kazakhstan						1,1						
Resto dell'Asia	0,7	1,0	0,7	1,0	0,8	0,9		1,7	2,2	2,6	13,0	5,7
America				0,7		0,6			4,0		3,0	1,9
Australia e Oceania								0,5			1,0	0,3
	10,2	12,9	7,0	7,4	2,9	6,9	5,8	6,5	10,1	5,1	103,0	50,6

Perforazione di sviluppo

(numero)	Pozzi completati ^(a)										Pozzi in progress	
	2022 Produttivi	Sterili ^(c)	2021 Produttivi	Sterili ^(c)	2020 Produttivi	Sterili ^(c)	2019 Produttivi	Sterili ^(c)	2018 Produttivi	Sterili ^(c)	Totale	In quota Eni
Italia	1,0						3,0		3,0			
Resto d'Europa	4,6		4,8		2,8		3,3		2,8	0,3	8,0	3,7
Africa Settentrionale	5,7	0,5	2,5		4,3		5,0	1,1	9,6	0,5	1,0	0,5
Egitto	19,9		17,0	0,8	23,2		33,5		30,7		5,0	2,3
Africa Sub-sahariana	8,5		3,8		1,2		7,0		7,3	0,1	17,0	3,0
Kazakhstan	0,6				0,3		0,9		0,9			
Resto dell'Asia	22,1		14,9		23,2	0,4	27,3	2,2	21,9		8,0	3,9
America	8,2		3,9		2,0		2,1		2,3		1,0	0,1
Australia e Oceania									0,8			
	70,6	0,5	46,9	0,8	57,0	0,4	82,1	3,3	79,3	0,9	40,0	13,5

Pozzi produttivi^(d)

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

(a) 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 1.089 (306,4 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-Sahariana	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 ^(b)	(449)	(158)	(839)	(1.156)	(1.488)	(434)	(727)	(707)	(90)	(6.048)
Altri (oneri) proventi	(1.987)	(98)	1.955	(378)	(196)	(127)	(292)	2	(4)	(1.125)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(842)	1.365	6.129	2.768	2.438	1.648	1.927	775	(41)	16.167
Imposte sul risultato	337	(665)	(2.740)	(1.192)	(979)	(524)	(1.457)	(41)	47	(7.214)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(505)	700	3.389	1.576	1.459	1.124	470	734	6	8.953
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		2.937			572					3.509
- vendite a terzi		3.039	14		1.327			533		4.913
Totale ricavi		5.976	14		1.899			533		8.422
Costi di produzione		(567)	(6)		(244)			(24)		(841)
Costi di trasporto		(131)	(1)		(9)					(141)
Imposte sulla produzione			(2)		(15)			(123)		(140)
Costi di ricerca		(44)			(7)		(13)			(64)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.121)	(6)		(628)		(1)	(63)		(1.819)
Altri (oneri) proventi		(64)			(271)		1	(234)		(568)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		4.049	(1)		725		(13)	89		4.849
Imposte sul risultato		(3.076)	3		(21)			(105)		(3.199)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		973	2		704		(13)	(16)		1.650

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

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

(a) Include svalutazioni nette per €1.865 milioni.

(€ 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-Sahariana	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	Sub-Sahariana	Africa	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022											
Società consolidate											
Attività relative a riserve certe	18.687	6.629	17.490	22.969	29.784	13.705	12.846	19.192	1.480	142.782	
Attività relative a riserve probabili e possibili	22	330	613	44	2.411	7	1.462	931	204	6.024	
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	309	24	1.645	270	1.128	132	13	24	12	3.557	
Immobilizzazioni in corso	767	237	1.282	543	1.970	936	1.457	379	115	7.686	
Costi capitalizzati lordi	19.785	7.220	21.030	23.826	35.293	14.780	15.778	20.526	1.811	160.049	
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.677)	(6.214)	(15.949)	(16.212)	(25.024)	(4.147)	(10.133)	(15.341)	(1.001)	(109.698)	
Costi capitalizzati netti società consolidate^(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		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)(c)}		8.794	67		9.562		335	883		19.641	
2021											
Società consolidate											
Attività relative a riserve certe	18.644	6.953	16.218	21.125	43.947	12.606	12.947	16.407	1.413	150.260	
Attività relative a riserve probabili e possibili	20	322	492	34	2.306	11	1.518	878	193	5.774	
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	308	22	1.552	248	1.342	121	38	21	12	3.664	
Immobilizzazioni in corso	735	133	1.293	237	1.562	958	1.073	719	53	6.763	
Costi capitalizzati lordi	19.707	7.430	19.555	21.644	49.157	13.696	15.576	18.025	1.671	166.461	
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.506)	(6.194)	(14.244)	(14.209)	(36.317)	(3.514)	(10.443)	(13.874)	(902)	(115.203)	
Costi capitalizzati netti società consolidate^(b)	4.201	1.236	5.311	7.435	12.840	10.182	5.133	4.151	769	51.258	
Società in joint venture e collegate											
Attività relative a riserve certe		11.483	128		1.517			1.987		15.115	
Attività relative a riserve probabili e possibili		2.235					12			2.247	
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		36	8		3			7		54	
Immobilizzazioni in corso		3.179	9		1.323			227		4.738	
Costi capitalizzati lordi		16.933	145		2.843		12	2.221		22.154	
Fondi ammortamento e svalutazione		(7.387)	(63)		(313)			(1.324)		(9.087)	
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(b)		9.546	82		2.530		12	897		13.067	

(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 €725 milioni nel 2022 e €767 milioni nel 2021 per le società consolidate e per €565 milioni nel 2022 e €360 milioni nel 2021 per le società in joint venture e collegate.

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

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
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		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
2019										
Società consolidate										
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 collegate										
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 collegate^{(a)(b)}		9.160	25		1.203		12	1.099		11.499

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €843 milioni nel 2020 e €878 milioni nel 2019 per le società consolidate e per €170 milioni nel 2020 e per €166 milioni nel 2019 per le società in joint venture e collegate.

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

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2018										
Società consolidate										
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 collegate										
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 collegate^{(a)(b)}		5.993	20		1.225		13	1.091		8.342

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

(b) Include l'allocazione del fair value degli asset della società Vår Energi AS.

Costi sostenuti^(a)

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
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
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 ^(b)	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 ^(c)		1.481	3		6		14			1.504
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1.528	3		6		14			1.551

(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 decrementi relativi all'abbandono delle attività per €307 milioni nel 2022, costi per €62 milioni nel 2021 e costi per €516 milioni nel 2020.

(c) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €111 milioni nel 2022, decrementi per €464 milioni nel 2021 e costi per €424 milioni nel 2020.

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
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 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 €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-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
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
Totale	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-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2021										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	18.933	4.679	33.142	31.344	40.929	36.430	32.594	13.607	1.511	213.169
Costi futuri di produzione	(6.929)	(1.496)	(6.325)	(9.726)	(13.196)	(7.343)	(9.578)	(4.189)	(251)	(59.033)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.104)	(865)	(4.688)	(2.036)	(5.117)	(1.750)	(4.278)	(2.298)	(288)	(25.424)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	7.900	2.318	22.129	19.582	22.616	27.337	18.738	7.120	972	128.712
Imposte 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-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2020										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	6.120	1.737	19.780	26.003	26.901	21.519	22.528	6.638	1.599	132.825
Costi futuri di produzione	(3.587)	(753)	(5.431)	(7.515)	(10.909)	(6.224)	(7.241)	(3.382)	(265)	(45.307)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(1.925)	(756)	(4.378)	(1.638)	(4.257)	(1.743)	(4.511)	(1.786)	(246)	(21.240)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	608	228	9.971	16.850	11.735	13.552	10.776	1.470	1.088	66.278
Imposte 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-Sahariana	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-Sahariana	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 relativamente al 2021, 2020, 2019 e 2018. 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
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	Totale
2021			
Valore al 31 dicembre 2020	24.386	3.306	27.692
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(16.402)	(3.381)	(19.783)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	40.864	9.256	50.120
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.304	142	1.446
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.737)	(734)	(3.471)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	2.877	1.385	4.262
- revisioni delle quantità stimate	1.963	1.665	3.628
- effetto dell'attualizzazione	3.810	514	4.324
- variazione netta delle imposte sul reddito	(14.022)	(5.216)	(19.238)
- acquisizioni di riserve	27		27
- cessioni di riserve	(28)		(28)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	2.573	344	2.917
Saldo aumenti (diminuzioni)	20.229	3.975	24.204
Valore al 31 dicembre 2021	44.615	7.281	51.896

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

(€ 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^(a)

	(€ milioni)	2022	2021	2020	2019	2018
Acquisto di riserve proved e unproved		260	17	57	400	869
Italia		7				
Africa Settentrionale		161	6	55	135	
Egitto				2	1	
Africa Sub-Sahariana		11				
Resto dell'Asia					23	869
America		81	11		241	
Esplorazione		708	391	283	586	463
Italia						1
Resto d'Europa		82	81	9	43	52
Africa Settentrionale		36	11	42	71	20
Egitto		163	37	48	86	80
Africa Sub-Sahariana		258	81	20	128	22
Kazakhstan		2	2	4	7	
Resto dell'Asia		163	120	124	141	140
America		4	59	36	74	146
Australia e Oceania					36	2
Sviluppo di idrocarburi		5.238	3.364	3.077	5.931	6.506
Italia		301	282	229	289	380
Resto d'Europa		127	91	107	110	600
Africa Settentrionale		300	206	220	536	525
Egitto		712	442	393	1.481	2.205
Africa Sub-Sahariana		1.492	771	624	1.406	1.635
Kazakhstan		351	189	178	371	193
Resto dell'Asia		851	824	916	1.028	550
America		1.016	532	402	695	381
Australia e Oceania		88	27	8	15	37
Progetti CCUS e agro-biofeedstock		110	37			
Altro		46	52	55	79	63
		6.362	3.861	3.472	6.996	7.901

(a) Gli investimenti per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari da fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono stati rilevati nelle "Altre variazioni" del Rendiconto Finanziario (€61 milioni e €79 milioni nel 2022 e 2021, rispettivamente).

Global Gas & LNG Portfolio

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		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	1,15	0,56	0,51
di cui: dipendenti		0,00	0,00	0,99	0,96	0,40
contrattisti		0,00	0,00	1,37	0,00	0,69
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	48.586	20.843	7.051	11.779	14.807
Utile (perdita) operativo		3.730	899	(332)	431	387
Utile (perdita) operativo adjusted		2.063	580	326	193	278
Utile (perdita) netto adjusted		982	169	211	100	118
Investimenti tecnici		23	19	11	15	26
Vendite gas naturale ^(b)	(miliardi di metri cubi)	60,52	70,45	64,99	72,85	76,60
Italia		30,67	36,88	37,30	37,98	39,17
Resto d'Europa		27,41	28,01	23,00	26,72	29,17
di cui: Importatori in Italia		2,43	2,89	3,67	4,37	3,42
Mercati europei		24,98	25,12	19,33	22,35	25,75
Resto del mondo		2,44	5,56	4,69	8,15	8,26
Vendite di GNL ^(c)		9,40	10,9	9,5	10,1	10,3
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	870	847	700	711	734
di cui: all'estero		588	571	410	418	416
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	2,09	1,01	0,36	0,25	0,62

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

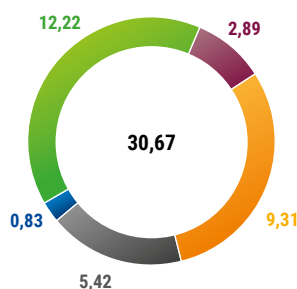
(b) Include vendite intercompany.

(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 focalizzato sull'attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas.

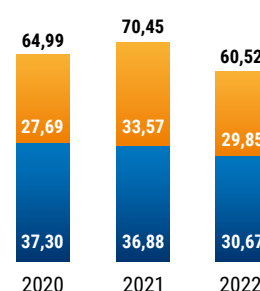
VENDITE GAS ITALIA (miliardi di metri cubi)

PSV e borsa Termoelettrici Industriali
Autoconsumi Grossisti



VENDITE GAS MONDO (miliardi di metri cubi)

Vendite in Italia
Vendite internazionali



1 Mercato

1.1 Gas naturale

ATTIVITÀ DI APPROVVIGIONAMENTO

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.

Ulteriori punti di forza Eni sono rappresentati dalla disponibilità di produzioni equity, dalla presenza in tutte le fasi della filiera del GNL (liquefazione, shipping e rigassificazione) e accesso alle infrastrutture, dalle attività di trading e risk management. Complessivamente, il fabbisogno di gas di Eni è soddisfatto con forniture provenienti da diversi Paesi sulla base di contratti di approvvigionamento di lungo termine o forniture dell'attività upstream Eni e dall'accesso ai mercati spot dell'Europa continentale.

Nell'ambito della strategia di aumento della produzione e dell'export di gas verso l'Italia, Eni ha sottoscritto accordi con alcuni dei Governi dei Paesi nei quali opera: nello specifico è stata firmata una lettera d'intenti con le autorità petrolifere della Repubblica del Congo con l'obiettivo di sviluppare un progetto di gas naturale liquefatto con avvio previsto nel 2023 e capacità a regime di oltre 4,5 miliardi di metri cubi/anno nel 2025; in Algeria, Eni prevede di aumentare gradualmente i volumi di gas importati in Italia attraverso il gasdotto Transmed nell'ambito dei contratti di fornitura di lungo termine in essere con Sonatrach, con consegne incrementali di gas naturale a partire dal prossimo anno termico e un progressivo ramp-up fino a 9 miliardi di metri cubi/anno nel 2024; in Egitto, con la società di Stato "EGAS" è stato concordato di valorizzare le riserve locali di gas incrementando le attività nelle concessioni gestite congiuntamente e attraverso l'esplorazione near-field,

con l'obiettivo di incrementare nei prossimi anni la produzione e le esportazioni di gas verso l'Italia attraverso l'impianto di liquefazione di Damietta sino ad un livello di circa 3 miliardi di metri cubi.

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

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

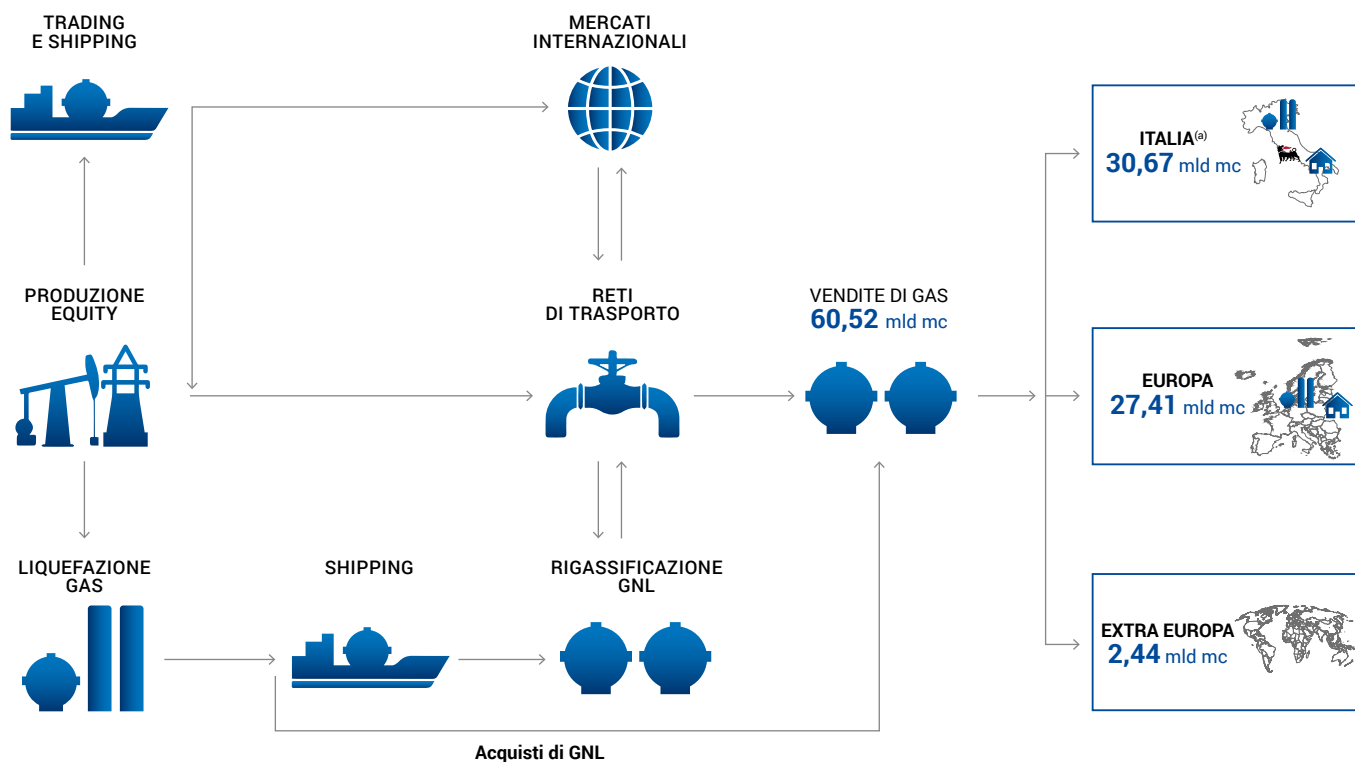
I volumi di gas approvvigionati all'estero (57,19 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 94% del totale, sono diminuiti rispetto al 2021 (-10,20 miliardi di metri cubi; -15,1%) a causa principalmente dei minori volumi approvvigionati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

APPROVVIGIONAMENTO ENI DI GAS NATURALE

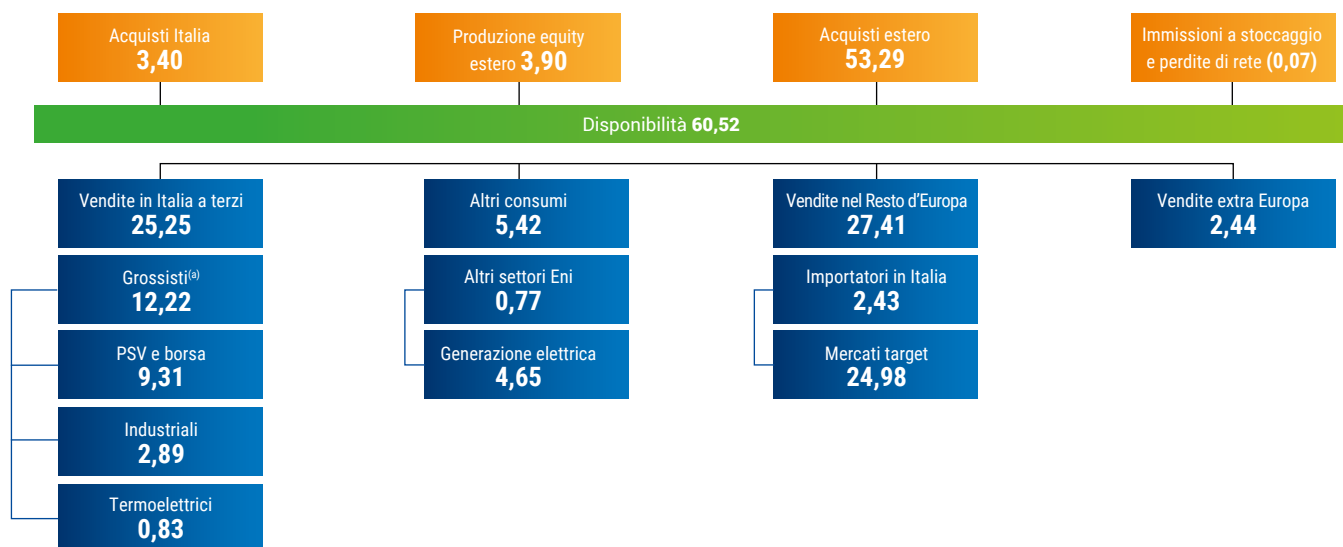


CICLO DEL VALORE DEL SETTORE GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

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.



(a) Inclusi gli autoconsumi.

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 dal clima mite e come risposta ai prezzi elevati nei settori price sensitive come quello industriale. In tale scenario, la domanda gas ha evidenziato un decremento rispetto al 2021 di circa il 10% nei consumi nazionali e di circa il 13% nell'Unione Europea. Le vendite di

gas naturale di 60,52 miliardi di metri cubi (inclusi gli auto-consumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity) hanno riportato una riduzione di 9,93 miliardi di metri cubi rispetto al 2021, pari al 14,1% principalmente a seguito delle minori vendite in Italia e nei mercati extraeuropei.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

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

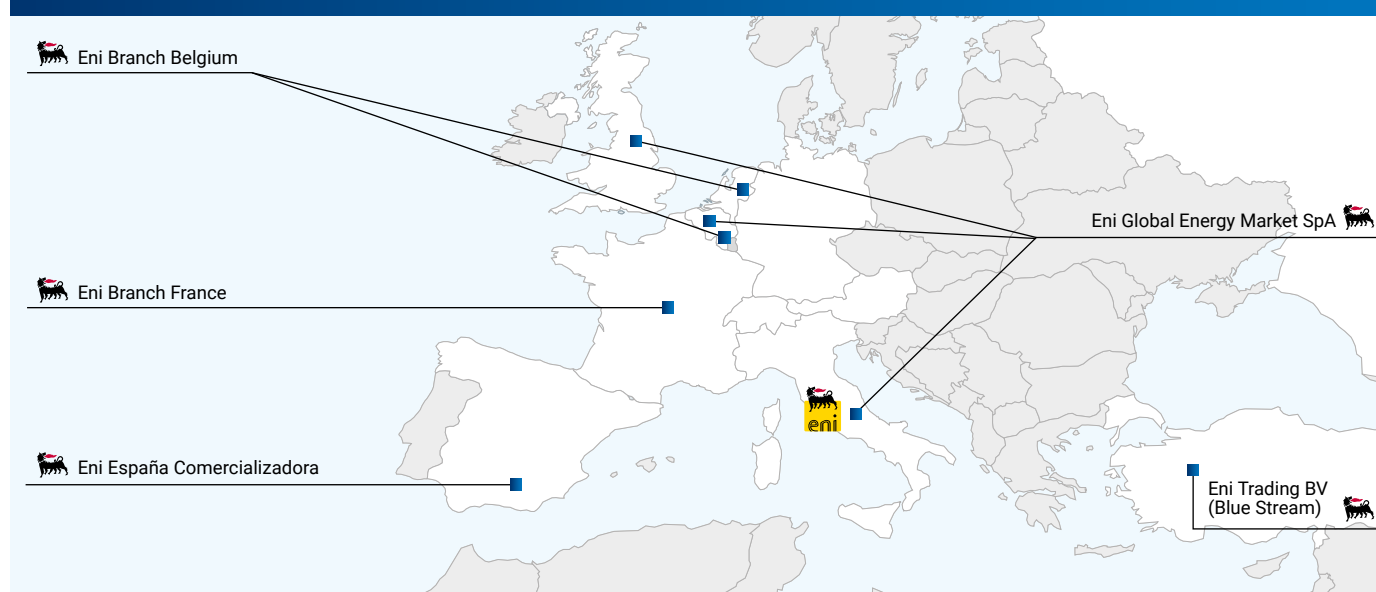
Le vendite in Italia pari a 30,67 miliardi di metri cubi sono in riduzione del 16,8%, principalmente per effetto dei minori volumi commercializzati all'Hub e presso il settore industriale e dei grossisti. In diminuzione i ritiri degli importatori in Italia (2,43 miliardi di metri cubi; -15,9% rispetto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

Le vendite sui mercati europei di 24,98 miliardi di metri cubi

sono sostanzialmente in linea rispetto al 2021.

Le vendite nei mercati extra europei pari a 2,44 miliardi di metri cubi hanno registrato una riduzione del 56,1% rispetto allo scorso esercizio (-3,12 miliardi di metri cubi) a seguito dei minori volumi GNL commercializzati nei mercati asiatici. 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 2022 le vendite ammontano a 4,24 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,77 miliardi di metri cubi rispetto al 2021 (pari a +22,2%) a seguito delle azioni di ottimizzazione.

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 2022, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 3,62 miliardi di metri cubi (comprensive delle vendite alle società del gruppo Plenitude) con un decremento di 2,18 miliardi di metri cubi, pari al 37,6%, rispetto al 2021 principalmente dovuto alle minori azioni di ottimizzazione del portafoglio e alle minori vendite effettuate alle compagnie locali di distribuzione.

Germania/Austria

Eni nel 2022 ha venduto 3,58 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con un incremento di 2,89 miliardi di metri cubi, più che quintuplicati rispetto all'anno precedente per effetto dell'ottimizzazione di portafoglio e dei maggiori volumi venduti alle società di distribuzione.

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 2022, le vendite in Spagna sono state di 3,93 miliardi di metri cubi, in aumento di 0,18 miliardi di metri cubi (+4,8%) rispetto al 2021 grazie alle maggiori vendite ai clienti grossisti e industriali.

Turchia

Eni commercializza gas naturale attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2022, le vendite sono state di 7,62 miliardi di metri cubi di gas, con un decremento di 0,88 miliardi di metri cubi, pari al 10,4% rispetto al 2021 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 2022, le vendite Eni sono state di 1,92 miliardi di metri cubi con un decremento di 0,73 miliardi di metri cubi, pari al 27,5% rispetto al 2021 a seguito della riduzione dei volumi venduti a clienti industriali e all'hub.

1.2 GNL

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

Nel mese di giugno Eni è entrata nel progetto North Field East LNG del Qatar, il più grande al mondo, espandendo la propria presenza in Medio Oriente e ottenendo l'accesso a un Paese leader nella produzione di GNL. Nel mese di agosto, inoltre, è stato acquisito l'impianto di liquefazione galleggiante Tango FLNG che sarà utilizzato in Congo, nell'ambito del progetto di sviluppo delle riserve gas del Blocco Marine XII. L'impianto ha una capacità di produzione di GNL pari a circa 0,6 milioni di tonnellate/anno (circa 1 miliardo di metri cubi standard/anno). Inoltre, a dicembre

nell'ambito dello stesso progetto, è stato firmato un contratto chiavi in mano per la costruzione, l'installazione e le attività di commissioning di una unità galleggiante FLNG con una capacità di 2,4 milioni di tonnellate/anno, che insieme alla nave Tango FLNG acquistata in precedenza, accelererà il piano di sviluppo Eni nell'area. La produzione di GNL è prevista raggiungere la capacità a plateau di 3 milioni di tonnellate/anno nel 2025.

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

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.

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.

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

APPROVVIGIONAMENTO DI GAS NATURALE

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

VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

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

VENDITE DI GNL

	(miliardi di metri cubi)	2022	2021	2020	2019	2018
Europa		7,0	5,4	4,8	5,5	4,7
Extra Europa		2,4	5,5	4,7	4,6	5,6
Totale vendite		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)	2022	2021	2020	2019	2018
Mercato		2		5	3	19
<i>Italia</i>						<i>8</i>
<i>Esteri</i>		2		5	3	<i>11</i>
Trasporto internazionale		21	19	6	12	7
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI		23	19	11	15	26

ENERGY EVOLUTION

Refining & Marketing e Chimica
Plenitude & Power
Attività Ambientali

Refining & Marketing e Chimica

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE		2022	2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,81	0,80	0,80	0,27	0,56
di cui: dipendenti		0,95	1,13	1,17	0,24	0,49
contrattisti		0,69	0,49	0,48	0,29	0,62
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	59.178	40.374	25.340	42.360	46.483
Utile (perdita) operativo		460	45	(2.463)	(682)	(501)
Utile (perdita) operativo adjusted		1.929	152	6	21	360
- Refining & Marketing		2.183	(46)	235	289	370
- Chimica		(254)	198	(229)	(268)	(10)
Utile (perdita) netto adjusted		1.914	62	(246)	(42)	224
Investimenti tecnici		878	728	771	933	877
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	543	665	710	311	253
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	1,1	1,1	0,4
Tasso di utilizzo medio delle bioraffinerie	(%)	53	65	63	44	63
Grado di conversione del sistema di raffinazione oil		42	49	54	54	54
Capacità bilanciata delle raffinerie (quota Eni)	(migliaia di barili/giorno)	528	548	548	548	548
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione tradizionale		79	76	69	88	91
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	7,50	7,23	6,61	8,25	8,39
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.243	5.314	5.369	5.411	5.448
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.587	1.521	1.390	1.766	1.776
Grado di efficienza della rete	(%)	1,20	1,19	1,22	1,23	1,20
Produzione di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	6.775	8.476	8.073	8.068	9.483
Vendite di prodotti petrolchimici		3.676	4.451	4.339	4.295	4.946
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	59	66	65	67	76
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	13.132	13.072	11.471	11.626	11.457
- di cui all'estero		4.146	4.044	2.556	2.591	2.594
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	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)	233	228	248	248	253

(a) Calcolato sul 100% degli asset operati.

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Il settore Refining & Marketing e Chimica è impegnato nell'approvvigionamento di greggi, stoccaggio, produzione, distribuzione e commercializzazione di prodotti petroliferi e biocarburanti, produzione e distribuzione di prodotti chimici di base, intermedi, materie plastiche, elastomeri e chimica da fonti rinnovabili. Include i risultati delle attività del business Refining & Marketing e del business della Chimica che sono stati accorpati in un unico settore in quanto presentano caratteristiche simili.

Il business Refining & Marketing è focalizzato: nella lavorazione di greggi, produzione e stoccaggio di prodotti petroliferi in Italia, Germania e Medio Oriente (attraverso il 20% interest in ADNOC Refining) e produzione di biocarburanti in Italia presso le bioraffinerie di Venezia e Gela, in grado di lavorare biofeedstock sostenibili; nella distribuzione e commercializzazione di prodotti oil (benzine, gasoli, biodiesel, GPL, lubrificanti), e non-oil attraverso i punti vendita rete in Italia e in Europa, e di prodotti petroliferi 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; in altre vendite, prevalentemente a grandi clienti quali le oil companies e infine nell'erogazione di servizi di smart mobility con il marchio Enjoy.

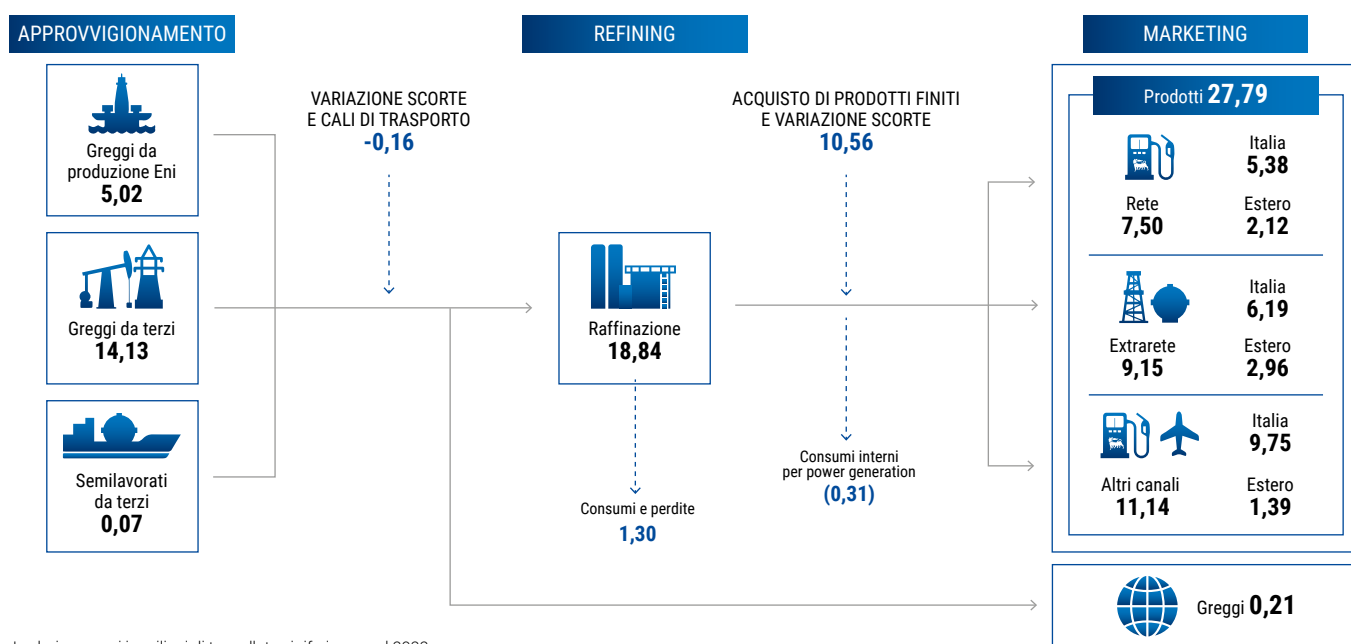
A gennaio 2023, nell'ambito della strategia satellitare di Eni di creare nuove entità dedicate per accelerare la decarbonizzazione del portafoglio clienti del Gruppo (emissioni Scope 3), è stata costituita Eni Sustainable Mobility. Questa Società integrata verticalmente supporterà la transizione energetica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

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.

Refining & Marketing

Eni è attiva nel settore della raffinazione in Italia e all'estero e opera attraverso impianti tradizionali di raffinazione di proprietà e partecipati, nonché impianti riconvertiti in bioraffinerie.

CICLO PRODUZIONE PRODOTTI PETROLIFERI



I valori espressi in milioni di tonnellate si riferiscono al 2022.

1. Raffinazione

Nel 2022, 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 42%. 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 38%. Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Europa nel 2022 sono state di 18,84 milioni di tonnellate, sostanzialmente in linea rispetto al 2021.

SISTEMA DI RAFFINAZIONE 2022

	Quota di partecipazione (%)	Capacità di raffinazione bilanciata (quota Eni) ^(a) (mgl bl/g)	Tasso di utilizzo della capacità bilanciata (quota Eni) (%)	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	72	38	38	51	76	0
Italia								
Sannazzaro	100	180	81	40	38	26	59	0
Taranto	100	104	70	56		25	17	
Livorno	100	84	55	11				
Raffinerie partecipate		160	91	51	136	28	97	40
Italia								
Milazzo	50	100	92	60	50	28	36	
Germania								
Vohburg/Neustadt (Bayernoil)	20	41	86	36	45		38	14
Schwedt	8,33	19	101	31	41		23	26
TOTALE		528	79	42	173	79	172	40

(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.

(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 40%. 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 gode di una posizione di forza sul mercato in quanto è l'unico impianto presente nell'Italia meridionale continentale, essendo inoltre integrata col segmento upstream attraverso i giacimenti della Val d'Agri (Eni 61%) e Tempa Rossa 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.

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 una 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 una 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 circa 60 mila barili/giorno utilizzata per l'approvvigionamento delle reti di distribuzione in Baviera e nella Germania Orientale.

2. Bioraffinazione

Eni, in Italia, ha riconvertito i siti di Venezia e Gela in moderne bioraffinerie, con una capacità installata a regime di 1,1 milioni di tonnellate/anno, in grado di produrre diesel a minore contenuto carbonico attraverso la tecnologia proprietaria Ecofining™.

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™).

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 feedstock 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.

Nel 2022 i volumi di biofeedstock processati sono pari a 543 mila tonnellate in diminuzione del 18,3% rispetto al 2021 (-122 mila tonnellate), a seguito delle fermate della bioraffineria di Gela occorse nei primi mesi dell'anno in parte compensate dalle maggiori lavorazioni presso la bioraffineria di Venezia (+33 mila tonnellate). Inoltre, l'incidenza dell'olio di palma nella produzione di biodiesel è stata ridotta di circa 28 punti percentuali rispetto al 2021 grazie all'avvio della linea BTU, Biomass Treatment Unit.

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

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

Ad ottobre, è partito il primo cargo di olio vegetale per la bioraffinazione, prodotto nell'agri-hub Eni di Makueni in Kenya, diretto alla bioraffineria di Gela. L'olio vegetale è ottenuto tramite la spremitura di sementi di ricino, di croton e di cotone. In Kenya, la produzione iniziale di 2.500 tonnellate nel 2022 è prevista salire rapidamente a 20.000 tonnellate nel 2023. Questo progetto segna l'avvio dell'innovativo modello di agri-busi-

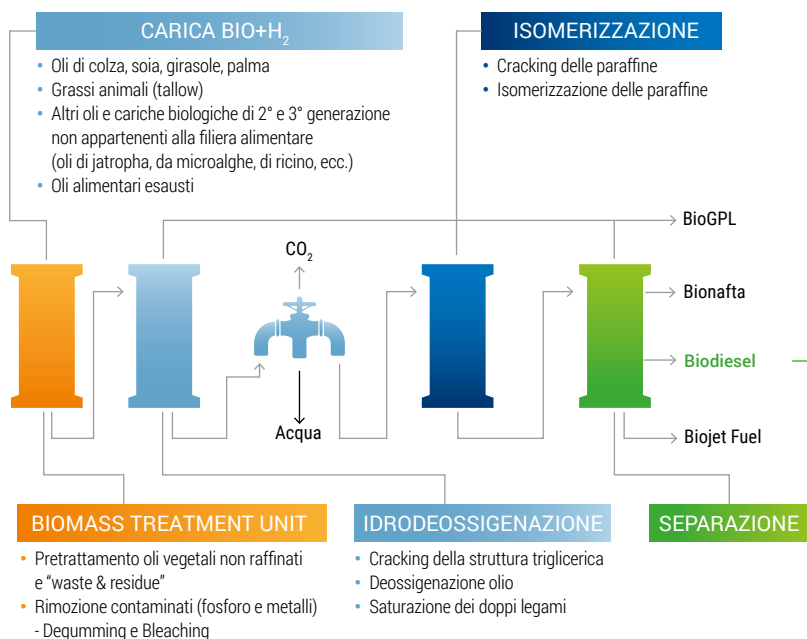
ness di Eni, integrato verticalmente con le bioraffinerie ed in grado di fornire materie prime sostenibili non concorrenti con la filiera alimentare e di dare un contributo significativo allo sviluppo locale e all'economia circolare. Questo modello sarà replicato in altri Paesi africani, partner Eni di lunga data.

Nell'ambito della strategia di decarbonizzazione di Eni e con l'obiettivo di aumentare la disponibilità di prodotti decarbonizzati e sostenibili e di raggiungere i target di riduzione delle emissioni Scope 1+2+3, ad ottobre è stato avviato uno studio di fattibilità economica della costruzione e gestione di una bioraffineria a Livorno. Il progetto prevede tre nuovi impianti per la produzione di biocarburanti idrogenati: un'unità di pre-trattamento delle cariche biogeniche, un impianto Ecofining™ da 500 mila tonnellate/anno e un impianto per la produzione di idrogeno da gas metano. Il piano di trasformazione della raffineria di Livorno sarà oggetto di un percorso di confronto con le istituzioni del territorio e con le organizzazioni sindacali di categoria nell'ambito del modello relazioni industriali partecipativo e inclusivo.

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

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

CICLO PRODUTTIVO DEI BIOCARBURANTI



Qualità del Biodiesel

Il Biodiesel prodotto dal processo Ecofining™ non ha una soglia massima di miscelazione come il FAME, pertanto è un componente che si presta alla formulazione di prodotti top quality. Inoltre, rispetto al FAME (Fatty Acid Methyl Esters) tradizionale, il Biodiesel presenta:

- Maggior contenuto energetico
- Basso potere solvente e bassa solubilità in acqua
- Non aumenta la diluizione olio
- Buona compatibilità con materiali automotive
- Buone proprietà di blending
- Ottima stabilità all'ossidazione
- Proprietà a freddo modulabili
- Assenza di zolfo e di aromatici/poliaromatici
- Alto numero di cetano

Iniziative di mobilità sostenibile

Nell'ambito del percorso finalizzato alla decarbonizzazione dei trasporti e della mobilità, Eni ha sottoscritto una lettera d'intenti con IVECO, volta allo sviluppo di una piattaforma integrata di mobilità sostenibile per le flotte di veicoli commerciali, attraverso l'offerta di mezzi innovativi alimentati con biocarburanti e vettori energetici sostenibili, quali il biocarburante HVO (Hydrotreated Vegetable Oil, o Olio Vegetale Idrogenato), il biometano, l'idrogeno e l'elettrico, e delle relative infrastrutture. Tra gli ambiti di collaborazione è prevista l'offerta di HVO puro al 100% rivolta ai veicoli pesanti IVECO dotati di motorizzazione compatibile. Il biocarburante di alta qualità HVO ha origine vegetale e da scarti, prodotto attraverso la tecnologia proprietaria Ecofining™ nelle bioraffinerie Eni di Venezia e Gela. L'HVO puro al 100% consente di abbattere le emissioni di CO₂ (calcolate lungo tutto il ciclo di vita) tra il 60% e il 90% rispetto al mix fossile di riferimento.

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

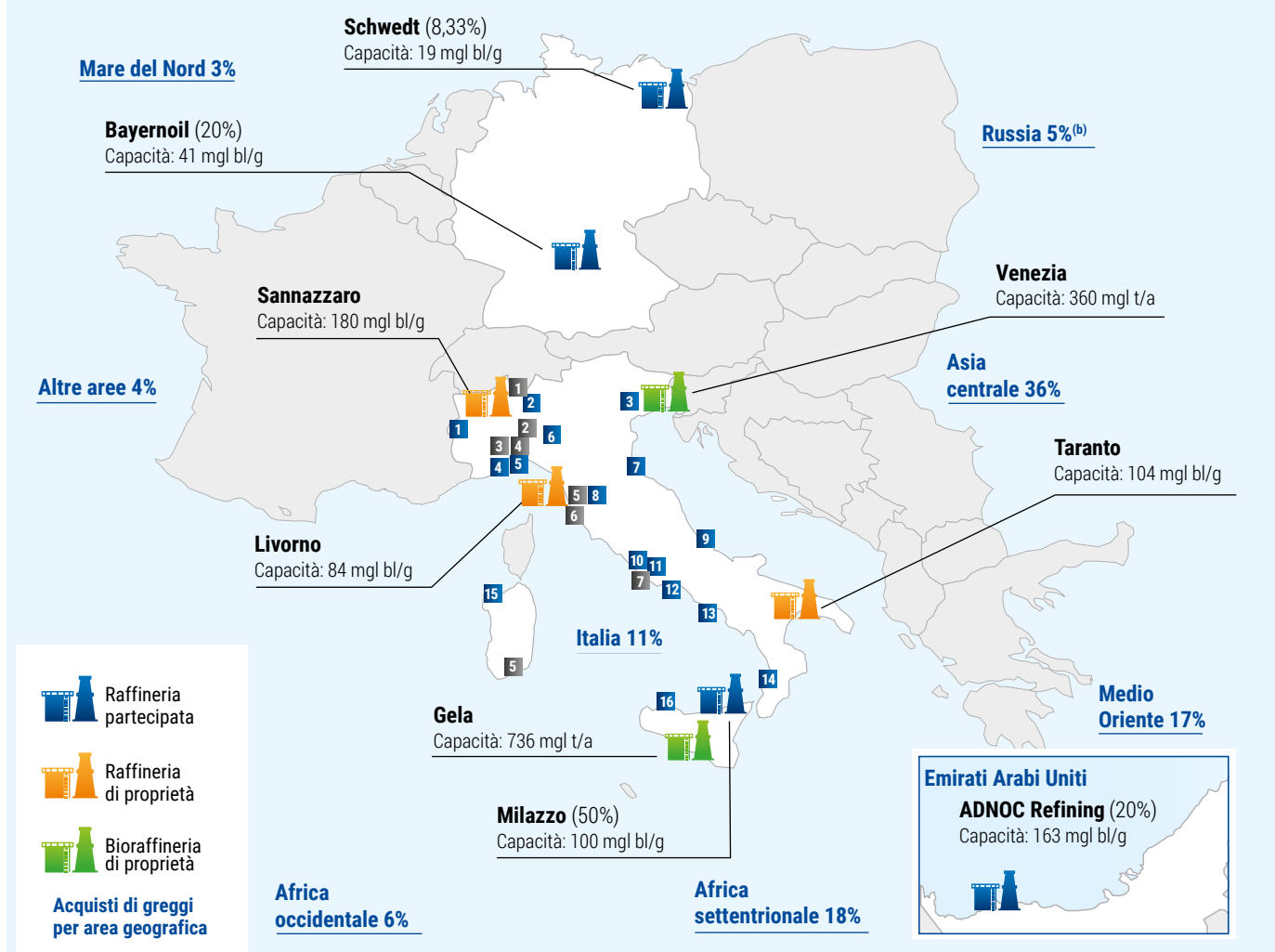
Per lo sviluppo dei progetti di decarbonizzazione del trasporto aereo, Eni ha firmato a dicembre un accordo con DHL Express Italy e con il Gruppo SEA, che gestisce l'aeroporto di Milano Malpensa e Milano Linate per la sperimentazione di Eni Biojet, il SAF (Sustainable Aviation Fuel) miscelato al 20%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

stati alimentati anche con SAF prodotti da Eni presso la Raffineria di Livorno in partnership con la bioraffineria di Gela.

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

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

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

IL SISTEMA DI RAFFINAZIONE E LOGISTICA^(a)

Logistica di proprietà

- | | | | |
|-----------------------------|-----------------|------------|------------------|
| 1 Volpiano | 5 Genova Porto | 9 Ortona | 13 Napoli (GPL) |
| 2 Rho | 6 Fiorenzuola | 10 Pantano | 14 Vibo Valentia |
| 3 Porto Marghera (Petroven) | 7 Ravenna (GPL) | 11 Pomezia | 15 Porto Torres |
| 4 Genova Pegli | 8 Calenzano | 12 Gaeta | 16 Palermo |

Logistica in joint venture

- | | |
|---------------------------|------------------------------------|
| 1 Disma | 5 Costiero Gas (Livorno e Sarroch) |
| 2 SIGEMI | 6 Toscopetrol |
| 3 Seapad | 7 Seram |
| 4 Porto Petroli di Genova | |

(a) Il dato relativo alla capacità si riferisce alla capacità bilanciata in quota Eni nel 2022.

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

3. 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 con-

tinua 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 1.156 chilometri in esercizio. La distribuzione secondaria dei prodotti è affidata a società terze, proprietarie anche dei mezzi, selezionate come market leader nel proprio settore.

4. Ossigenati

Eni, attraverso la controllata Ecofuel (100% Eni), ha venduto circa 1,08 milioni di tonnellate/anno di ossigenati, principalmente eteri (MTBE/ETBE utilizzati come booster ottanico) ed alcoli (metanolo/etanolo utilizzati principalmente ai fini chimici e fuel).

La disponibilità di prodotto è assicurata per l'81% 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 19% da acquisti.

Marketing

1. Rete Italia

In Italia, Eni è leader nella distribuzione rete di prodotti petroliferi con una quota di mercato del 21,7%, in diminuzione rispetto

al 2021 (22,2%). Nel 2022, le vendite sulla rete in Italia (5,38 milioni di tonnellate) sono in aumento rispetto al 2021 (+0,26 milioni di tonnellate, +5,1%) per effetto dei maggiori volumi commercializzati di benzina e gasolio, come risultante della progressiva riapertura dell'economia e maggiore mobilità delle persone nella prima parte dell'anno. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.445 mila litri) è in crescita di 83 mila litri rispetto al 2021.

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

BUSINESS RETE ED EXTRARETE EUROPA - POSIZIONAMENTO DI ENI NEL 2022

FRANCIA

Stazioni di servizio: **153 unità**
Erogato medio: **1.985 mgl di litri**
Vendite wholesale: **328 mgl ton**
Vendite rete: **250 mgl ton**
Quota mercato rete: **0,7%**

GERMANIA

Stazioni di servizio: **486 unità**
Erogato medio: **2.714 mgl di litri**
Vendite wholesale: **1.132 mgl ton**
Vendite rete: **1.051 mgl ton**
Quota mercato rete: **2,9%**

SPAGNA

Stazioni di servizio: **9 unità**
Erogato medio: **3.098 mgl di litri**
Vendite wholesale: **281 mgl ton**
Vendite rete: **23 mgl ton**
Quota mercato rete: **0,1%**

AUSTRIA

Stazioni di servizio: **326 unità**
Erogato medio: **2.315 mgl di litri**
Vendite wholesale: **345 mgl ton**
Vendite rete: **611 mgl ton**
Quota mercato rete: **12%**

SVIZZERA

Stazioni di servizio: **266 unità**
Erogato medio: **881 mgl di litri**
Vendite wholesale: **325 mgl ton**
Vendite rete: **186 mgl ton**
Quota mercato rete: **6,2%**

ITALIA

Stazioni di servizio: **4.003 unità**
Erogato medio: **1.445 mgl di litri**
Vendite wholesale: **6.188 mgl ton**
Vendite rete: **5.384 mgl ton**
Quota mercato rete: **21,7%**



2. Rete Europa

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

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

3. 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 6,19 milioni di tonnellate sono aumentate del 2,7% rispetto al 2021, per effetto delle maggiori vendite di jet fuel per la ripresa del trasporto aereo che ha compensato le minori vendite presso tutti gli altri segmenti.

Le vendite al settore Petrochimica (0,39 milioni di tonnellate) sono in diminuzione del 25%.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 2,44 milioni di tonnellate, sono aumentate del 11,4% rispetto al 2021, in particolare in Germania, Austria e Spagna.

Le altre vendite in Italia e all'estero (10,76 milioni di tonnellate) sono in riduzione (0,74 milioni di tonnellate; -6,4%) per effetto delle minori 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 2022 la quota di mercato Eni sul mercato domestico e autotrazione è stata pari al 15,4%. All'estero, il mercato più rilevante per Eni è l'Ecuador, con una quota di mercato pari al 35,5%. 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'auto-trazione (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 2022 la quota di mercato detenuta da Eni nel segmento lubrificanti è stata pari al 14,4% 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.

4. 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".

La flotta Enjoy disponibile a dicembre 2022 è costituita da 2.110 veicoli FIAT 500 e 69 FIAT Cargo distribuiti su alcune delle principali città italiane: Milano (883 FIAT 500 e 32 Cargo), Roma (743 FIAT 500 e 22 Cargo), Torino (243 FIAT 500 e 5 Cargo), Bologna (145 FIAT 500 e 10 Cargo), Firenze (96 FIAT 500).

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

Nel corso del 2022, la flotta Enjoy è stata ampliata mediante l'introduzione delle city car XEV YOYO (248) nelle città di Torino, Bologna, Firenze e Milano. La XEV YOYO è un'automobile elettrica sempre operativa grazie al battery swapping, la sostituzione della batteria in alternativa alla ricarica dalle colonnine.

Nel 2022, il numero medio di noleggi (veicoli FIAT e XEV YOYO) è stato di circa 215.000 noleggi/mese.

ACQUISTI

	(milioni di tonnellate)	2022	2021	2020	2019	2018
Greggi equity		5,02	3,85	3,55	4,24	4,14
Altri greggi		14,13	15,00	13,82	19,19	18,48
Totale acquisti di greggi		19,15	18,85	17,37	23,43	22,62
Acquisti di semilavorati		0,07	0,26	0,11	0,26	0,65
Acquisti di prodotti		10,66	10,66	10,31	11,45	11,55
TOTALE ACQUISTI		29,88	29,77	27,79	35,14	34,82
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,31)	(0,31)	(0,35)	(0,35)	(0,35)
Altre variazioni ^(a)		(1,57)	(0,89)	(0,69)	(2,08)	(1,27)
TOTALE DISPONIBILITÀ		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)	2022	2021	2020	2019	2018
ITALIA						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		13,25	14,01	12,72	17,26	16,78
Lavorazioni in conto terzi		(1,70)	(1,71)	(1,75)	(1,25)	(1,03)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		4,57	4,21	3,85	4,69	4,93
Lavorazioni in conto proprio		16,12	16,51	14,82	20,70	20,68
Consumi e perdite		(1,11)	(1,11)	(0,97)	(1,38)	(1,38)
Prodotti disponibili da lavorazioni		15,01	15,40	13,85	19,32	19,30
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		7,02	7,38	7,18	7,27	7,50
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(0,40)	(0,67)	(0,66)	(0,68)	(0,54)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,31)	(0,31)	(0,35)	(0,35)	(0,35)
Prodotti venduti		21,32	21,80	20,02	25,56	25,91
TOTALE LAVORAZIONI BIO		0,54	0,67	0,71	0,31	0,25
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio		2,72	2,27	2,18	2,04	2,55
Consumi e perdite		(0,19)	(0,18)	(0,17)	(0,18)	(0,20)
Prodotti disponibili da lavorazioni		2,53	2,09	2,01	1,86	2,35
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		3,54	3,41	3,39	4,17	4,12
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,40	0,67	0,66	0,68	0,54
Prodotti venduti		6,47	6,17	6,06	6,71	7,01
LAVORAZIONI IN CONTO PROPRIO IN ITALIA E ALL'ESTERO		18,84	18,78	17,00	22,74	23,23
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>		5,02	3,86	3,55	4,24	4,14
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		27,79	27,97	26,08	32,27	32,92
Vendite di greggi		0,21	0,60	0,67	0,44	0,28
TOTALE VENDITE		28,00	28,57	26,75	32,71	33,20

PRODUZIONI E VENDITE PER PRODOTTO

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

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI PER CANALE

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

VENDITE PER PRODOTTO/CANALE

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

STAZIONI DI SERVIZIO

	(numero)	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		4.003	4.078	4.134	4.184	4.223
Impianti ordinari		3.892	3.967	4.019	4.068	4.108
Impianti autostradali		111	111	115	116	115
Eestero		1.240	1.236	1.235	1.227	1.225
Germania		486	480	480	476	471
Francia		153	155	158	155	155
Austria/Svizzera		592	592	597	596	599
Spagna		9	9			
Impianti che commercializzano prodotti premium		4.848	4.872	4.619	4.669	4.675
di cui impianti che commercializzano Diesel +		3.676	3.712	3.663	3.683	3.537
Impianti che commercializzano GNL		19	15	4	4	4
Impianti che commercializzano GPL e metano		1.348	1.111	1.091	1.086	1.043
Vendite non-oil	(€ milioni)	177	160	147,8	156	144

EROGATO MEDIO

	(migliaia di litri/numero stazioni di servizio)	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		1.445	1.362	1.206	1.586	1.589
Germania		2.714	2.696	2.800	3.186	3.247
Francia		1.985	1.892	1.650	2.043	2.144
Austria/Svizzera		1.664	1.707	1.609	2.033	2.018
Erogato medio complessivo		1.587	1.521	1.390	1.766	1.776

QUOTE DI MERCATO IN ITALIA

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

QUOTE DI MERCATO RETE ALL'ESTERO

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

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		538	470	535	743	661
Eestero		85	68	53	72	65
		623	538	588	815	726
Raffinazione, supply e logistica		491	390	462	683	587
Italia		469	375	449	662	578
Eestero		22	15	13	21	9
Marketing		132	148	126	132	139
Italia		69	95	86	81	83
Eestero		63	53	40	51	56
TOTALE		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 265 brevetti, 23 siti produttivi, 6 centri di ricerca (Brindisi, Ferrara, Mantova, Novara, Ravenna e Rivalta), nonché di una rete distributiva capillare ed efficiente in 34 Paesi.

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

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

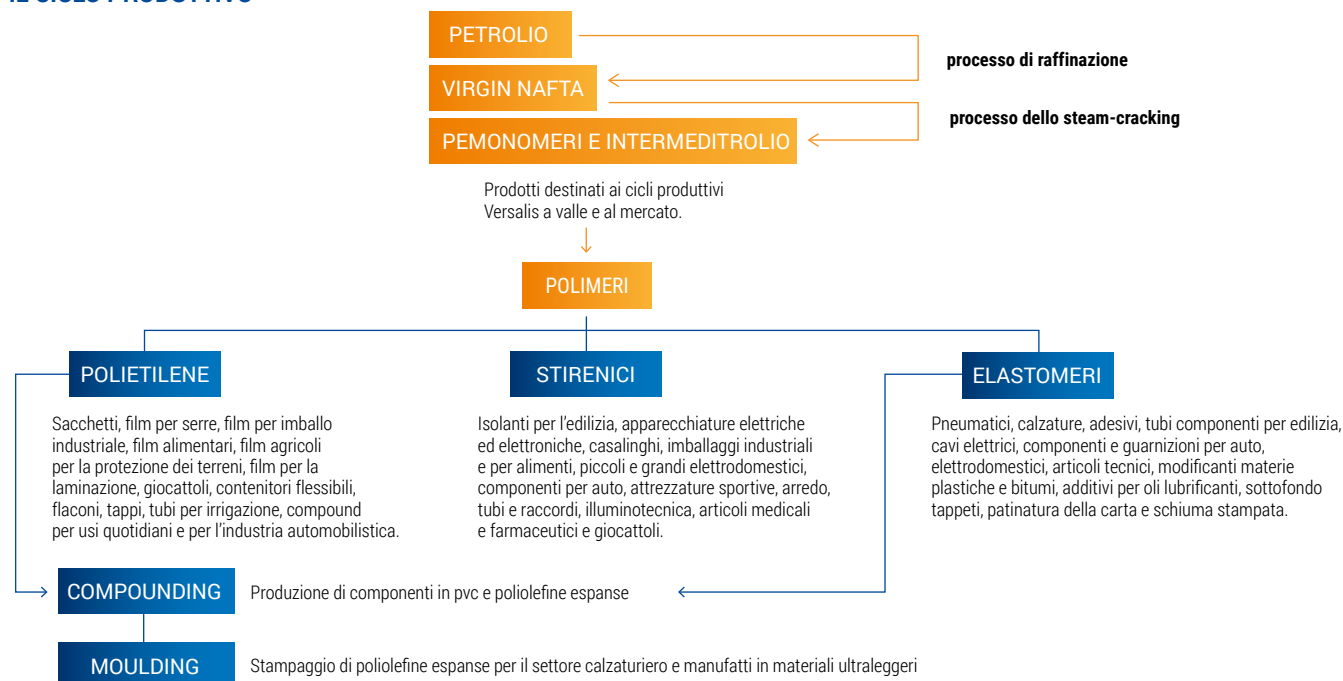
utilizzo negli stabilimenti a Ragusa e a Ferrara ed entro l'anno sarà operativo anche a Brindisi e presso le controllate estere a Dunkerque e Oberhausen.

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

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

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

IL CICLO PRODUTTIVO

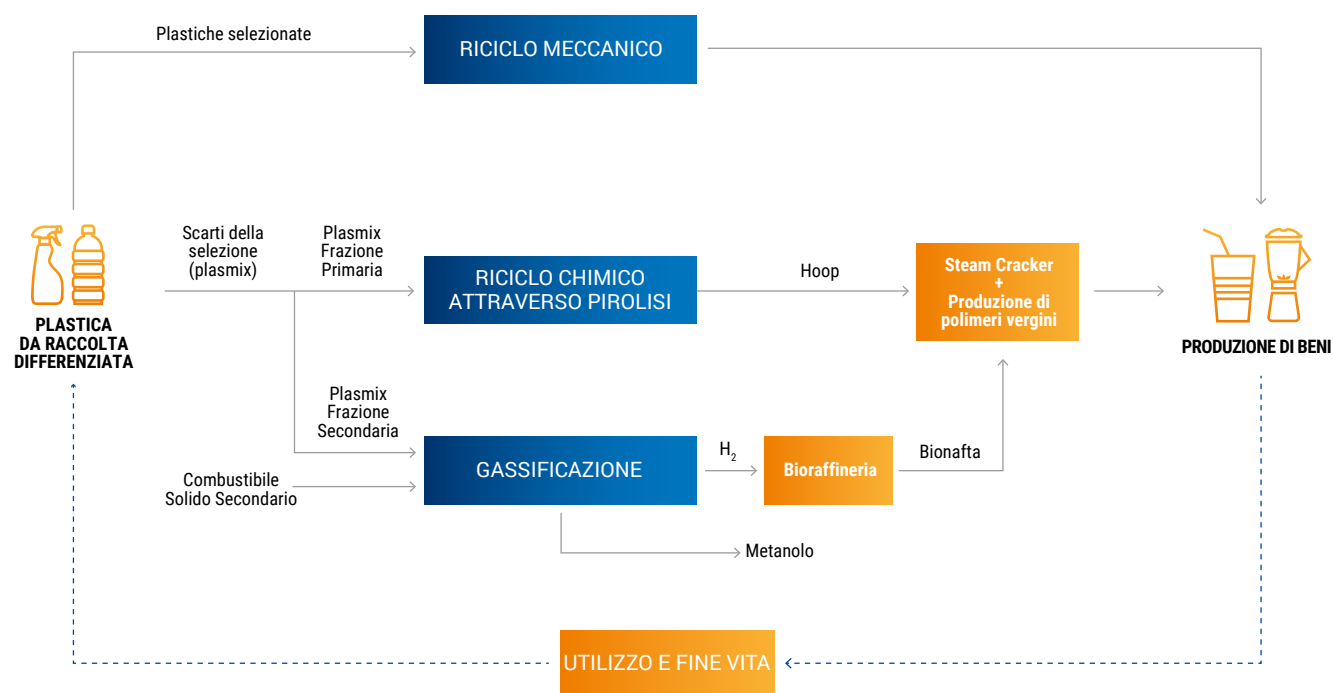


I materiali prodotti da Versalis si ottengono attraverso un ciclo produttivo che prevede diverse fasi di lavorazione. La **virgin nafta**, materia prima che deriva dalla raffinazione del petrolio, attraverso il processo dello steam-cracking subisce una scissione termica. Le molecole che la compongono 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.

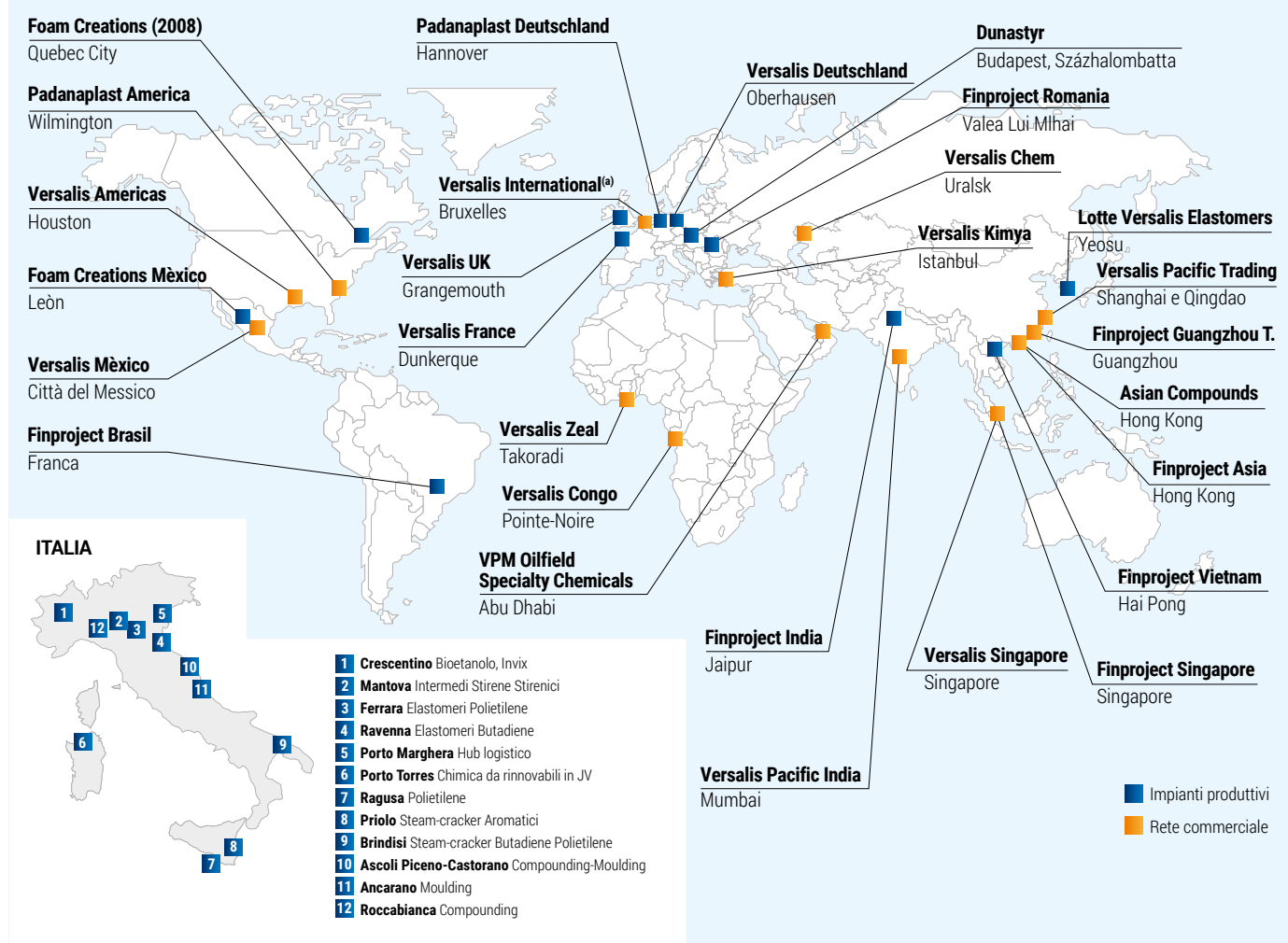
Come ulteriore passo nel percorso di decarbonizzazione della società, a dicembre, Versalis ha acquisito da DSM la tecnologia per la produzione di enzimi per etanolo di seconda generazione. La tecnologia sarà applicata nello stabilimento di Crescentino e si integra con la tecnologia proprietaria Proesa® per la produzione di bioetanolo sostenibile e di prodotti chimici da biomasse lignocellulosiche. Gli enzimi sono fondamentali per la produzione di zuccheri di seconda generazione in quanto permettono la saccarificazione

delle biomasse. Gli zuccheri di seconda generazione vengono poi trasformati, attraverso processi di fermentazione, in etanolo cellulosico – “bioetanolo advanced” – o in altri intermedi chimici. Il bioetanolo, prodotto attraverso la tecnologia Proesa®, viene utilizzato per la formulazione di benzina con componente rinnovabile. A partire dalla tecnologia acquisita, Versalis prevede di continuare le attività di ricerca per garantire ulteriori sviluppi in questo ambito.

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

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

Le produzioni di prodotti petrolchimici di 6.775 mila tonnellate (-1.701 mila tonnellate rispetto al 2021) risentono delle minori produzioni di intermedi (-1.387 mila tonnellate) in particola-

re olefine e aromatici. I principali decrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Porto Marghera (-821 mila tonnellate), di Dunkerque (-563 mila tonnellate) e di Priolo (-164 mila tonnellate).

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

INTEREDI

I ricavi degli intermedi (€2.368 milioni) sono aumentati del 9,3% (€202 milioni rispetto al 2021) per effetto dell'incremento delle quotazioni. Le vendite (2.158 migliaia di tonnellate) sono diminuite del 18,5% rispetto al 2021. Si registrano decrementi nelle olefine (-22,8%), negli aromatici (-15,3%) e nei derivati (-0,8%). I prezzi medi unitari di vendita sono aumentati complessivamente del 34,2%, in particolare negli aromatici (+47,2%), nelle olefine (+32,4%) e nei derivati (+23,5%). Le produzioni di intermedi (4.897 migliaia di tonnellate) sono dimi-

nuite del 22,1% rispetto al 2021. Si registrano decrementi nelle olefine (-24,3%) negli aromatici (-22,6%) e un lieve aumento nei derivati (+0,6%).

POLIMERI

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

Il decremento dei volumi venduti di elastomeri (-18,7%) è attribuibile al calo dei consumi europei ed extraeuropei e alla scarsa competitività dei prezzi a causa degli elevati costi energetici. Si è registrato un decremento sulle vendite di BR (-23,7%), SBR (-17,9%) e gomme NBR (-17,3%). Complessivamente in riduzione i volumi venduti del business polietilene

(-16,4%) con minori vendite di LDPE (-27,7%) di EVA (-12,5%) e di HDPE (-10,6%); si rileva inoltre un aumento dei prezzi medi di vendita (13,4%). Le produzioni di polimeri (1.873 migliaia di tonnellate) sono diminuite del 14,2% rispetto al 2021, per le minori produzioni di polietilene (-17,3%), elastomeri (-17,2%) e stirenici (-10,0%).

OILFIELD CHEMICALS, BIOCHEM E MOULDING & COMPOUNDING

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

I ricavi del business Biochem (€25 milioni) sono diminuiti di €35 milioni rispetto al 2021 essenzialmente per effetto della riduzione della produzione di disinfettante, dovuta al venir meno dell'emergenza sanitaria, controbilanciata in parte dalla vendita di energia elettrica con la centrale a pieno regime. I ricavi derivanti dal business del Moulding & Compounding (€327 milioni) si riferiscono alle attività di compounding per €78 milioni, moulding per €108 milioni e per le attività Padanaplast per €141 milioni.

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI

	(migliaia di tonnellate)	2022	2021	2020	2019	2018
Intermedi		4.897	6.284	5.861	5.818	7.130
Polimeri		1.873	2.184	2.211	2.250	2.353
Biochem		5	8	1		
Produzioni di prodotti petrolchimici		6.775	8.476	8.073	8.068	9.483
Moulding & Compounding		81	20			
PRODUZIONI		6.856	8.496	8.073	8.068	9.483
Consumi e perdite		(3.923)	(4.590)	(4.366)	(4.307)	(5.085)
Acquisti e variazioni rimanenze		819	565	632	534	548
TOTALE DISPONIBILITÀ		3.752	4.471	4.339	4.295	4.946
Intermedi		2.158	2.648	2.539	2.519	3.095
Polimeri		1.494	1.771	1.790	1.766	1.851
Oilfield chemicals		21	24	9	10	
Biochem		3	8	1		
Vendite di prodotti petrolchimici		3.676	4.451	4.339	4.295	4.946
Moulding & Compounding		76	20			
TOTALE VENDITE		3.752	4.471	4.339	4.295	4.946

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA

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

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER PRODOTTO

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

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2022	2021	2020	2019	2018
		255	190	182	118	151
di cui:						
- manutenzione		115	56	79	42	21
- integrazione ed efficienza		22	23	35	34	84
- HSE e Asset integrity		90	76	39	27	26
- decarbonizzazione		3	21	13	4	8
- green & circular		20	4	7	4	
- altro		5	10	9	7	12

Plenitude & Power

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE












		2022	2021	2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) ^(a)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,31	0,29	0,32	0,62	0,60
di cui: dipendenti		0,26	0,49	0,00	0,30	0,31
contrattisti		0,39	0,00	0,73	0,95	1,16
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(€ milioni)	20.883	11.187	7.536	8.448	8.218
Utile (perdita) operativo		(825)	2.355	660	74	340
Utile (perdita) operativo adjusted		615	476	465	370	262
- Plenitude		345	363	304	256	178
- Power		270	113	161	114	84
Utile (perdita) netto adjusted		397	327	329	275	189
Investimenti tecnici		631	443	293	357	238
Plenitude						
Vendite retail gas	(miliardi di metri cubi)	6,84	7,85	7,68	8,62	9,13
Vendite retail energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	18,77	16,49	12,49	10,92	8,39
Clienti retail/business	(milioni di PDR)	10,07	10,04	9,70	9,42	9,19
Punti di ricarica veicoli elettrici ^(c)	(migliaia)	13,1	6,2	3,4	n.d	n.d
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	2.553	986	340	61	12
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	2.198	1.137	335	174	40
Power						
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	(terawattora)	22,37	28,54	25,34	28,28	28,54
Produzione termoelettrica		21,37	22,31	20,95	21,66	21,62
Dipendenti in servizio a fine periodo		2.794	2.464	2.092	2.056	2.056
- di cui all'estero		698	600	413	358	337
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	9,76	10,03	9,63	10,22	10,47
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Enipower) ^(a)	(gCO ₂ eq./kWh eq.)	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 proforma.

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 business 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	Capacità installata GW ^(a)	Tecnologia	Clienti Retail + Business (mln)	Punti di ricarica veicoli elettrici	Capacità installata centrali elettriche (GW) ^(b)
Italia	1,0	 	8,1	>13.000	2,3
Francia	0,1		1,1		
Penisola Iberica	0,3		0,3		
USA	0,8	  			
Regno Unito	0,5				
Altri	0,2	  	0,6		
TOTALE	~3		10,1	>13.000	2,3

 Fotovoltaico

 Eolico onshore

 Eolico offshore

 Storage

(a) Dati al 31 dicembre 2022 (asset installati o in costruzione).

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

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.

Retail

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 extracommodity nell'ambito dell'efficienza energetica, con un'offerta commerciale ricca di soluzioni integrate, innovative e ad elevato valore aggiunto, fo-

calizzate principalmente sul segmento delle piccole e medie imprese e su quello dei condomini.

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

DOMANDA GAS

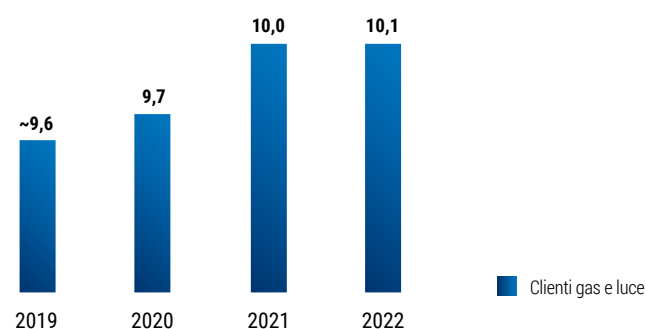
Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo.

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

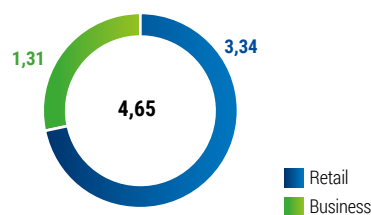
VENDITE DI GAS PER MERCATO

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

CLIENTI RETAIL E BUSINESS (mln di PDR)



VENDITE DI GAS IN ITALIA (mld mc)



VENDITE RETAIL GAS

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

Le vendite sui mercati europei di 2,19 miliardi di metri cubi sono in calo del 19,2% (-0,52 miliardi di metri cubi) rispet-

to al 2021. Minori vendite sono state registrate in Francia e Grecia.

VENDITE RETAIL DI ENERGIA ELETTRICA A CLIENTI FINALI

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

Renewables

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

SVILUPPI DI PORTAFOGLIO

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

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

Nell'ottica del rafforzamento della presenza nel settore eolico offshore e per contribuire all'espansione della joint venture norvegese Vårgrønn, Plenitude e HitecVision hanno sottoscritto un accordo ad ottobre 2022, che ha comportato il conferimento alla JV della partecipazione detenuta da Plenitude (20%) nei progetti eolici offshore Dogger Bank (Regno Unito). Grazie a questa operazione, HitecVision ha aumentato la propria quota di partecipazione in Vårgrønn passando dal 30,4% al 35% attraverso un apporto di capitale. L'operazione di conferimento ha posto le basi per la costituzione di una piattaforma di sviluppo focalizzata nel settore eolico offshore, finanziariamente indipendente, espandendo la collaborazione

industriale in essere con HitecVision e accelerandone il percorso di crescita.

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

SVILUPPO DEL BUSINESS ENERGIA RINNOVABILE

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

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

GreenIT, joint venture con CDP Equity, ha acquisito l'intero portafoglio del Gruppo Fortore Energia, costituito da quattro parchi eolici onshore operanti in Italia con una capacità complessiva di 110 MW (56 MW in quota Eni), inoltre la JV ha firmato un ulteriore accordo con il fondo Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) per la costruzione e la gestione di due parchi eolici offshore galleggianti in Sicilia e Sardegna, con una capacità totale prevista di circa 750 MW.

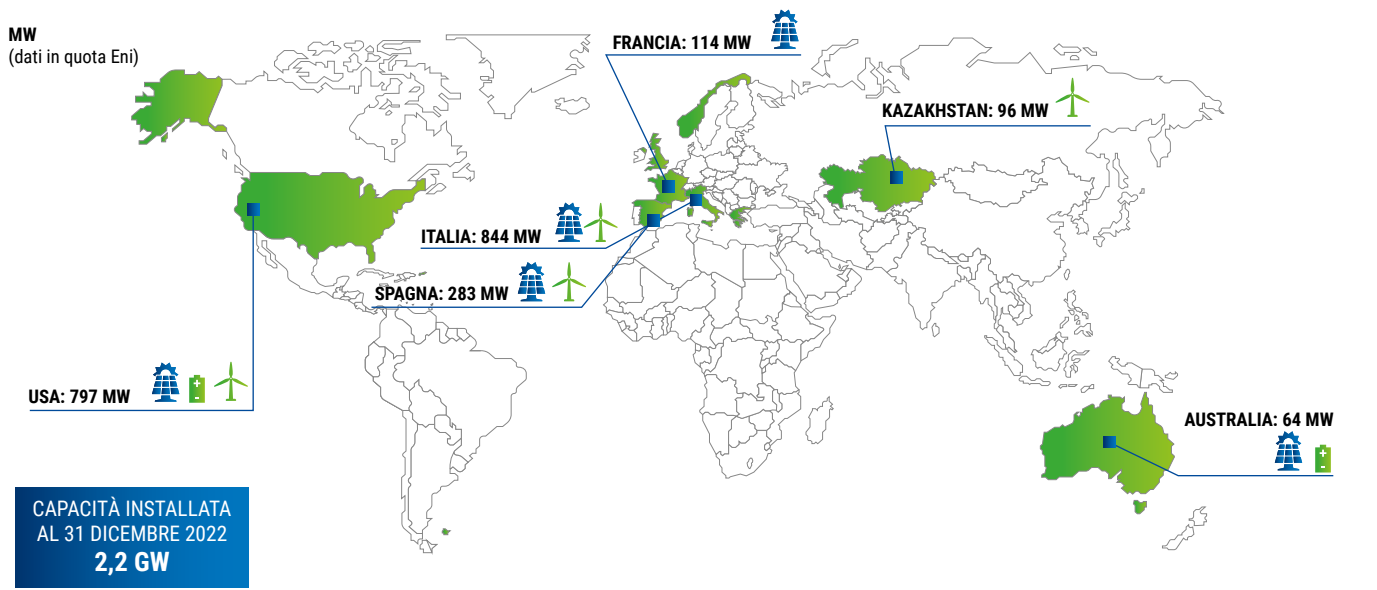
Nel gennaio 2023, Plenitude ha firmato con Simply Blue Group un accordo per lo sviluppo congiunto di una pipeline di nuovi progetti eolici offshore galleggianti in Italia. I primi due progetti, "Messapia" in Puglia e "Krimisa" in Calabria, sono già stati presentati alle Autorità competenti. Il progetto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

SVILUPPO TECNOLOGIE

Eni ha siglato un accordo con Ansaldo Energia per lo sviluppo di progetti basati su soluzioni tecnologiche innovative per l'accumulo di energia elettrica alternative alle batterie elettrochimiche. L'intesa prevede che tali tecnologie, già in fase di studio, siano implementate in sinergia in alcuni siti industriali

di Eni e delle sue società controllate in Italia, sfruttando le potenzialità degli esistenti sistemi di produzione e consumo di energia elettrica. Gli accumuli di energia elettrica sono indispensabili per superare il limite strutturale di programmabilità e di intermittenza delle fonti rinnovabili e favorirne quindi lo sviluppo.

CAPACITÀ INSTALLATA SOLARE ED EOLICA AL 31 DICEMBRE 2022



PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

	(gigawattora)	2022	2021	2020	2019	2018
Produzione di energia da fonti rinnovabili		2.553	986	340	61	12
di cui: fotovoltaico		1.135	398	223	61	12
eolico		1.418	588	116		
di cui: Italia		818	400	112	54	12
estero		1.735	586	227	7	
di cui: autoconsumo ^(a)		1%	8%	23%	60%	75%

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

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 2.553 GWh riferita per 1.135 GWh all'ambito fotovoltaico e per 1.418 GWh all'eolico, con un aumento di 1.567 GWh rispetto al 2021. L'incremento della produzione rispetto all'anno precedente ha beneficiato dell'entrata in esercizio di nuova capacità, principalmente per il contributo delle acqui-

sizioni di asset in esercizio in Italia, Francia, Spagna e Stati Uniti nonché per lo sviluppo organico di progetti in USA e Kazakistan.

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

CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (DATI IN QUOTA ENI)

	(megawatt)	2022	2021	2020	2019	2018
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo		2.198	1.137	335	174	40
di cui: fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)		54%	49%	80%	80%	100%
eolico		46%	51%	20%	20%	
		2022	2021	2020	2019	2018
Italia		844	466	112	82	35
Estero		1.354	671	223	92	5
Algeria ^(a)				5	5	5
Australia		64	64	64		
Francia		114	108			
Pakistan			10	10	10	
Tunisia ^(a)				9	4	
Stati Uniti		797	269	87		
Spagna		283	129			
Kazakhstan		96	91	48	34	
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (INCLUSA POTENZA INSTALLATA DI STORAGE)		2.198	1.137	335	174	40
di cui: potenza installata di storage		7	7	8	7	

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

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

ITALIA

Al 31 dicembre 2022, Eni dispone in Italia di una capacità installata complessiva di 0,8 GW. L'impegno Eni nel Paese è proseguito nel corso del 2022 con l'acquisizione del 100% di PLT, un gruppo italiano integrato con una capacità installata di oltre 0,3 GW già in operation, nonché 0,1 GW in costruzione e 1,2 GW di progetti in fase di sviluppo (principalmente eolico) in Italia e Spagna. Inoltre, tramite GreenIT, joint venture con CDP Equity, Plenitude ha acquisito l'intero portafoglio del Gruppo Fortore Energia, costituito da quattro parchi eolici onshore operanti in Italia con una capacità complessiva di 110 MW (56 MW in quota Eni). A supporto della crescita nel medio-lungo termine, la jv ha firmato un ulteriore accordo con il fondo Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) per la costruzione e la gestione di due parchi eolici offshore galleggianti in Sicilia e Sardegna, con una capacità totale prevista di circa 750 MW.

ESTERO

Stati Uniti

Al 31 dicembre 2022, Eni dispone negli Stati Uniti di una capacità installata complessiva di 0,8 GW, quasi triplicata rispetto a fine 2021 grazie in particolare: (i) alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico da 263 MW "Golden Buckle Solar Project" a Brazoria County, Texas, costruito in poco più di un anno con

una produzione in media tra i 400 e i 500 GWh di energia solare all'anno; (ii) all'acquisizione dell'impianto fotovoltaico in esercizio Corazon I da circa 266 MW situato in Texas.

Inoltre, sempre in Texas, sono state finalizzate le acquisizioni del progetto di stoccaggio Guajillo, da circa 200/400 MWh, con avvio atteso entro la fine del 2023, e dell'impianto fotovoltaico di Kellam da 81 MW (con closing gennaio 2023).

Spagna e Francia

Al 31 dicembre 2022, la capacità installata in Spagna e Francia ammonta complessivamente a 0,4 GW, quasi raddoppiata rispetto a fine 2021 grazie in particolare all'acquisizione degli asset di Cuevas (105 MW) e allo sviluppo organico dell'impianto fotovoltaico di Cerillares (50 MW), in Spagna, nonché a progetti minori in Francia (6 MW).

Regno Unito

Nel Regno Unito, Eni è impegnata nello sviluppo di importanti progetti eolici offshore tramite la joint venture Vårgrønn (65% Plenitude, 35% HitecVision) alla quale, nell'ottobre 2022, è stato conferito il 100% della società consolidata Eni North Sea Wind Ltd 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 (468 MW in quota Plenitude) con turbine di ultima generazione installate al largo delle coste britanniche.

Kazakhstan

Con la realizzazione dei due parchi eolici da 48 MW nell'area di Badamsha, Eni dispone di una capacità complessiva in Kazakhstan di 96 MW che prevede di incrementare di ulteriori 50 MW tramite la costruzione nella regione meridionale del Paese di un impianto fotovoltaico nei pressi di Shaulder.

Australia

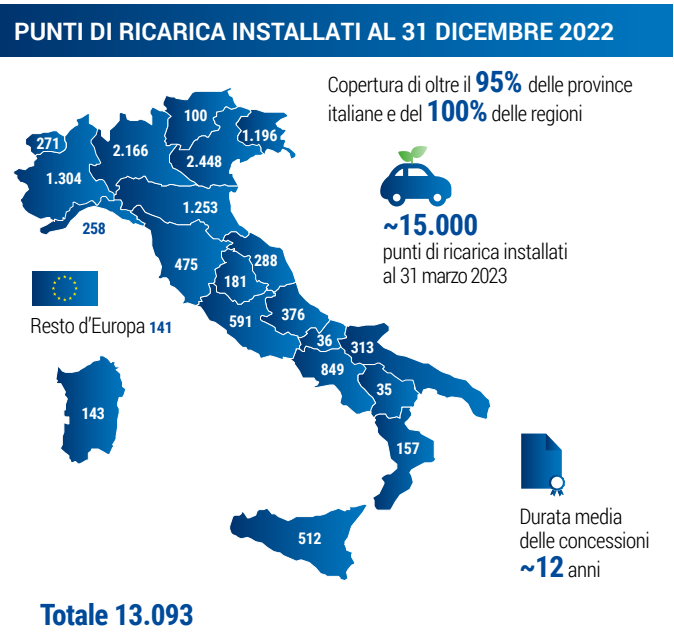
Il parco fotovoltaico di Katherine (34 MW), realizzato nel 2019, è il più grande impianto presente nel Northern Territory australiano ed è integrato con un sistema di accumulo di energia di capacità pari a 6 MW. Grazie a tali tecnologie, l'impianto è in grado di prevedere e compensare possibili variazioni dell'irraggiamento solare prelevando energia dal sistema di accumulo, così da minimizzare l'impatto sulla rete elettrica. Sempre nel Northern Territory, Eni dispone di capacità solare per complessivi 25 MW presso i siti di Bachelor e Manton Dam.

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 uno dei maggiori e più capillari network di infrastrutture di ricarica pubblica per veicoli elettrici ed è il primo operatore in Italia per siti ad accesso pubblico ad alta potenza >100 kW.

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

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



POWER

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

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

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

GENERAZIONE ELETTRICA

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

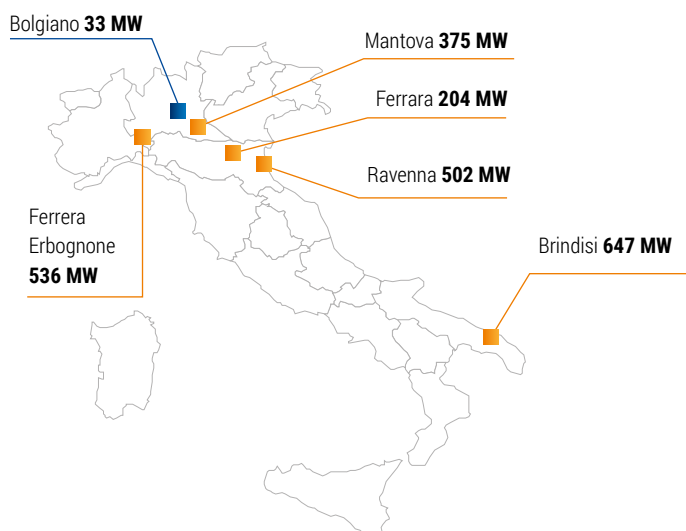
registrano una riduzione pari al 21,6%, a seguito dei minori volumi commercializzati presso la borsa elettrica.

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA

	(terawattora)	2022	2021	2020	2019	2018
Produzione di energia elettrica		21,37	22,31	20,95	21,66	21,62
Acquisti di energia elettrica ^(a)		9,49	11,62	13,04	15,55	14,49
Disponibilità		30,86	33,93	33,99	37,21	36,11
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		22,37	28,54	25,34	28,28	28,54
Vendita di energia elettrica a Plenitude		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 2022: 2.297 MW.

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)(b)} al 31/12/2022 (MW)	Entrata in esercizio	Tecnologia	Alimentazione
Brindisi	647	2006	CCGT	Gas
Ferrera Erbognone	536	2004	CCGT	Gas/syngas
Mantova	375	2005	CCGT	Gas
Ravenna	502	2004	CCGT	Gas
Ferrara	204	2008	CCGT	Gas
Bolgiano	33	2012	Centrale elettrica	Gas
Impianti fotovoltaici ^(c)	0,1	2011-2014	Fotovoltaico	Fotovoltaico
	2.297			

(a) Capacità installata e in esercizio.

(b) Capacità in quota Eni.

(c) Impianti gestiti da Enipower Mantova.

INVESTIMENTI TECNICI

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

Attività Ambientali

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

Attraverso il suo modello integrato end-to-end Eni Rewind

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

Di seguito sono elencate le principali 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

Attività di bonifica

Sulla base delle competenze maturate e in accordo con gli Enti e gli stakeholder, Eni Rewind identifica i progetti di valorizzazione e riutilizzo delle aree bonificate consentendo il recupero ambientale di siti ex industriali e il rilancio dell'economia locale. Eni Rewind opera in 13 siti di interesse nazionale e oltre 100 siti di interesse regionale, negli ultimi anni ha consolidato il suo ruolo di global contractor per tutte le realtà Eni.

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

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

Water & Waste Management

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

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

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

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

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

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

Certificazioni

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

Iniziative no captive

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

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

In regime pubblicistico, è stato completato il processo di verifica post assegnazione da parte di ANAS, dei requisiti dell'RTI in cui Eni Rewind è mandante, per poter avviare le attività per i servizi di indagine e caratterizzazione nel lotto adriatico (Emilia-Romagna, Marche, Abruzzo, Molise, Puglia), dove Eni Rewind, attraverso i

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

propri laboratori ambientali, fornirà servizi specifici di analisi chimiche. Nel mese di settembre è stato sottoscritto l'atto costitutivo dell'RTI per la stipula del contratto con Anas.

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

Eni Rewind estero

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

In attuazione del Memorandum of Understanding (MoU) siglato tra l'Autorità Nazionale per il petrolio e il gas del Regno del Bahrain (NOGA) siglato nel 2021, la Raffineria Bahrain Petro-

leum Company (BAPCO) nel 2022 ha provveduto a richiedere ad Eni Rewind un'offerta per l'implementazione su larga scala del sistema di trattamento e-Hyrec con relative ingegneria, fornitura, installazione e assistenza tecnica.

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

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

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

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

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

ALLEGATI

Tabelle

DATI ECONOMICO-FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2022	2021	2020	2019	2018
Ricavi della gestione caratteristica		132.512	76.575	43.987	69.881	75.822
Altri ricavi e proventi		1.175	1.196	960	1.160	1.116
Costi operativi		(105.497)	(58.716)	(36.640)	(54.302)	(59.130)
Altri proventi e oneri operativi		(1.736)	903	(766)	287	129
Ammortamenti		(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		(1.140)	(167)	(3.183)	(2.188)	(866)
Radiazioni		(599)	(387)	(329)	(300)	(100)
Utile (perdita) operativo		17.510	12.341	(3.275)	6.432	9.983
Proventi (oneri) finanziari		(925)	(788)	(1.045)	(879)	(971)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		5.464	(868)	(1.658)	193	1.095
Utile (perdita) prima delle imposte		22.049	10.685	(5.978)	5.746	10.107
Imposte sul reddito		(8.088)	(4.845)	(2.650)	(5.591)	(5.970)
Tax rate (%)		36,7	45,3	..	97,3	59,1
Utile (perdita) netto		13.961	5.840	(8.628)	155	4.137
di competenza:						
- azionisti Eni		13.887	5.821	(8.635)	148	4.126
- interessenze di terzi		74	19	7	7	11

STATO PATRIMONIALE

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

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

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

VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

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

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production	31.200	21.742	13.590	23.572	25.744
Global Gas & LNG Portfolio	48.586	20.843	7.051	11.779	14.807
Refining & Marketing e Chimica	59.178	40.374	25.340	42.360	46.483
Plenitude & Power	20.883	11.187	7.536	8.448	8.218
Corporate e altre attività	1.879	1.698	1.559	1.676	1.588
Elisioni di consolidamento	(29.214)	(19.269)	(11.089)	(17.954)	(21.018)
	132.512	76.575	43.987	69.881	75.822

RICAVI DA TERZI

	(€ milioni)	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		12.896	8.846	6.359	10.499	9.943
Global Gas & LNG Portfolio		41.230	16.973	5.362	9.230	11.931
Refining & Marketing e Chimica		58.470	40.051	24.937	41.976	46.088
Plenitude & Power		19.726	10.517	7.135	7.972	7.684
Corporate e altre attività		190	188	194	204	176
		132.512	76.575	43.987	69.881	75.822

RICAVI PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

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

RICAVI PER AREA GEOGRAFICA DI ORIGINE

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

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

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

CORRISPETTIVI DI REVISIONE CONTABILE E DEI SERVIZI DIVERSI DALLA REVISIONE

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

COSTO LAVORO

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

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

	(€ milioni)	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		6.018	5.976	6.273	7.060	6.152
Global Gas & LNG Portfolio		217	174	125	124	226
Refining & Marketing e Chimica		506	512	575	620	399
Plenitude & Power		358	286	217	190	182
Corporate e altra attività		139	148	146	144	59
Effetto eliminazione utili interni		(33)	(33)	(32)	(32)	(30)
Totale ammortamenti		7.205	7.063	7.304	8.106	6.988
Exploration & Production		432	(1.244)	1.888	1.217	726
Global Gas & LNG Portfolio		(12)	26	2	(5)	(73)
Refining & Marketing e Chimica		717	1.342	1.271	922	193
Plenitude & Power		(37)	20	1	42	2
Corporate e altre attività		40	23	21	12	18
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		1.140	167	3.183	2.188	866
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette		8.345	7.230	10.487	10.294	7.854
Radiazioni		599	387	329	300	100
		8.944	7.617	10.816	10.594	7.954

UTILE OPERATIVO PER SETTORE

	(€ milioni)	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		15.908	10.066	(610)	7.417	10.214
Global Gas & LNG Portfolio		3.730	899	(332)	431	387
Refining & Marketing e Chimica		460	45	(2.463)	(682)	(501)
Plenitude & Power		(825)	2.355	660	74	340
Corporate e altre attività		(1.901)	(816)	(563)	(688)	(668)
Effetto eliminazione utili interni		138	(208)	33	(120)	211
		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 consuntivati.

Utile operativo e utile netto adjusted

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

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanzia-

rio netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.

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

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

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

Leverage

Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il

patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

Gearing

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

Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante

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

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, 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'inde-

bitamento 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.

2022	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo		15.908	3.730	460	(825)	(1.901)	138	17.510
Esclusione (utile) perdita di magazzino				(416)			(148)	(564)
Esclusione special item:								
- oneri ambientali		30		962	2	1.062		2.056
- svalutazioni (riprese di valore) nette		432	(12)	717	(37)	40		1.140
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		2						2
- plusvalenze nette su cessione di asset		(27)		(10)	1	(5)		(41)
- accantonamenti a fondo rischi		34		52		1		87
- oneri per incentivazione all'esodo		34	4	46	65	53		202
- derivati su commodity			(1.805)	4	1.412			(389)
- differenze e derivati su cambi		(57)	244	(33)	(5)			149
- altro		55	(98)	147	2	128		234
Special item dell'utile (perdita) operativo		503	(1.667)	1.885	1.440	1.279		3.440
Utile (perdita) operativo adjusted		16.411	2.063	1.929	615	(622)	(10)	20.386
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(319)	(17)	(36)	(11)	(669)		(1.052)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		2.086	4	637	(6)	(91)		2.630
Imposte sul reddito ^(a)		(7.402)	(1.068)	(616)	(201)	673	6	(8.608)
Tax rate (%)								39,2
Utile (perdita) netto adjusted		10.776	982	1.914	397	(709)	(4)	13.356
<i>di competenza:</i>								
- interessenze di terzi								55
- azionisti Eni								13.301
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								13.887
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(401)
Esclusione special item								(185)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								13.301

(a) Escludono gli special item.

2021	(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile (perdita) operativo		10.066	899	45	2.355	(816)	(208)	12.341
Esclusione (utile) perdita di magazzino				(1.455)			(36)	(1.491)
Esclusione special item:								
- oneri ambientali		60		150		61		271
- svalutazioni (riprese di valore) nette		(1.244)	26	1.342	20	23		167
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		247						247
- plusvalenze nette su cessione di asset		(77)		(22)	(2)	1		(100)
- accantonamenti a fondo rischi		113		(4)		33		142
- oneri per incentivazione all'esodo		60	5	42	(5)	91		193
- derivati su commodity			(207)	50	(1.982)			(2.139)
- differenze e derivati su cambi		(3)	206	(14)	(6)			183
- altro		71	(349)	18	96	14		(150)
Special item dell'utile (perdita) operativo		(773)	(319)	1.562	(1.879)	223		(1.186)
Utile (perdita) operativo adjusted		9.293	580	152	476	(593)	(244)	9.664
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(313)	(17)	(32)	(2)	(539)		(903)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		681		(4)	(3)	(691)		(17)
Imposte sul reddito ^(a)		(4.118)	(394)	(54)	(144)	247	68	(4.395)
Tax rate (%)								50,3
Utile (perdita) netto adjusted		5.543	169	62	327	(1.576)	(176)	4.349
di competenza:								
- interessenze di terzi								19
- azionisti Eni								4.330
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								5.821
Esclusione (utile) perdita di magazzino								(1.060)
Esclusione special item								(431)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								4.330

(a) Escludono gli special item.

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

UTILE OPERATIVO ADJUSTED PER SETTORE

	(€ milioni)	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		16.411	9.293	1.547	8.640	10.850
Global Gas & LNG Portfolio		2.063	580	326	193	278
Refining & Marketing e Chimica		1.929	152	6	21	360
Plenitude & Power		615	476	465	370	262
Corporate e altre attività		(622)	(593)	(507)	(602)	(583)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		(10)	(244)	61	(25)	73
		20.386	9.664	1.898	8.597	11.240

UTILE NETTO ADJUSTED PER SETTORE

	(€ milioni)	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		10.776	5.543	124	3.436	4.955
Global Gas & LNG Portfolio		982	169	211	100	118
Refining & Marketing e Chimica		1.914	62	(246)	(42)	224
Plenitude & Power		397	327	329	275	189
Corporate e altre attività		(709)	(1.576)	(1.205)	(866)	(948)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidamento ^(a)		(4)	(176)	36	(20)	56
		13.356	4.349	(751)	2.883	4.594
di cui:						
azionisti Eni		13.301	4.330	(758)	2.876	4.583
interessenze di terzi		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)	2022	2021	2020	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(939)	(849)	(913)	(962)	(627)
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(507)	(475)	(517)	(618)	(565)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(53)	11	31	127	32
- Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(2)				
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori	(128)	(94)	(102)	(122)	(120)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(315)	(304)	(347)	(378)	
- Interessi attivi verso banche	57	4	10	21	18
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	9	9	12	8	8
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	13	(306)	351	(14)	(307)
- Strumenti finanziari derivati su valute	(70)	(322)	391	9	(329)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	81	16	(40)	(23)	22
- Opzioni	2				
Differenze di cambio	238	476	(460)	250	341
Altri proventi (oneri) finanziari	(275)	(177)	(96)	(246)	(430)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	128	67	97	112	132
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(199)	(144)	(190)	(255)	(249)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(204)	(100)	(3)	(103)	(313)
	(963)	(856)	(1.118)	(972)	(1.023)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	38	68	73	93	52
	(925)	(788)	(1.045)	(879)	(971)

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONI

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

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI

(€ milioni)	2022	2021	2020	2019	2018
Immobilizzazioni materiali lorde					
Exploration & Production	158.137	162.617	150.613	159.597	151.046
Global Gas & LNG Portfolio	2.653	2.665	2.164	2.332	2.286
Refining & Marketing e Chimica	28.058	27.390	26.713	26.154	25.428
Plenitude & Power	5.442	4.497	3.641	3.402	3.249
Corporate e altre attività	2.155	2.205	2.134	1.944	1.875
Effetto eliminazione utili interni	(633)	(628)	(624)	(614)	(600)
	195.812	198.746	184.641	192.815	183.284
Immobilizzazioni materiali nette					
Exploration & Production	49.645	50.332	48.296	55.702	53.535
Global Gas & LNG Portfolio	735	849	579	738	826
Refining & Marketing e Chimica	3.316	3.342	4.132	5.015	5.300
Plenitude & Power	2.534	1.653	860	708	624
Corporate e altre attività	320	369	348	323	327
Effetto eliminazione utili interni	(218)	(246)	(272)	(294)	(310)
	56.332	56.299	53.943	62.192	60.302

INVESTIMENTI

	(€ milioni)	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production		6.362	3.861	3.472	6.996	7.901
Global Gas & LNG Portfolio		23	19	11	15	26
Refining & Marketing e Chimica		878	728	771	933	877
Plenitude & Power		631	443	293	357	238
Corporate e altre attività		166	187	107	89	94
Effetto eliminazione utili interni		(4)	(4)	(10)	(14)	(17)
Investimenti tecnici		8.056	5.234	4.644	8.376	9.119
Investimenti in partecipazioni/business combination		3.311	2.738	392	3.008	244
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination		11.367	7.972	5.036	11.384	9.363

INVESTIMENTI TECNICI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

	(€ milioni)	2022	2021	2020	2019	2018
Italia		1.475	1.333	1.198	1.402	1.424
Resto dell'Unione Europea		415	199	152	306	267
Resto dell'Europa		205	202	119	9	538
Africa		3.163	1.604	1.443	3.902	4.533
America		1.266	659	441	1.017	534
Asia		1.390	1.203	1.267	1.685	1.782
Altre aree		142	34	24	55	41
Totale estero		6.581	3.901	3.446	6.974	7.695
Investimenti tecnici		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	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	Passività per beni in leasing	Totale
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)	2022	2021	2020	2019	2018
Exploration & Production	Italia	3.192	3.364	3.692	3.491	3.477
	Esteri	5.497	6.045	6.123	6.781	6.971
		8.689	9.409	9.815	10.272	10.448
Global Gas & LNG Portfolio	Italia	282	276	290	293	318
	Esteri	588	571	410	418	416
		870	847	700	711	734
Refining & Marketing e Chimica	Italia	8.986	9.028	8.915	9.035	8.863
	Esteri	4.146	4.044	2.556	2.591	2.594
		13.132	13.072	11.471	11.626	11.457
Plenitude & Power	Italia	2.096	1.864	1.679	1.698	1.719
	Esteri	698	600	413	358	337
		2.794	2.464	2.092	2.056	2.056
Corporate e altre attività	Italia	6.322	6.503	6.999	6.971	6.625
	Esteri	381	394	418	417	381
		6.703	6.897	7.417	7.388	7.006
Totale occupazione a fine periodo	Italia	20.878	21.035	21.575	21.488	21.002
	Esteri	11.310	11.654	9.920	10.565	10.699
		32.188	32.689	31.495	32.053	31.701

DETTAGLIO PER QUALIFICA

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

DATI INFRANNUALI

PRINCIPALI DATI ECONOMICO-FINANZIARI^(a)

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
<i>Exploration & Production</i>		4.381	4.867	4.272	2.891	16.411
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		931	(14)	1.083	63	2.063
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		(91)	1.104	537	379	1.929
<i>Plenitude & Power</i>		185	140	172	118	615
<i>Corporate e altre attività</i>		(174)	(120)	(185)	(143)	(622)
<i>Effetto eliminazione degli utili interni e altre elisioni</i>		(41)	(136)	(107)	274	(10)
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
<i>Exploration & Production</i>		1.378	1.841	2.444	3.630	9.293
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		(30)	24	50	536	580
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		(120)	190	186	(104)	152
<i>Plenitude & Power</i>		202	108	64	102	476
<i>Corporate e altre attività</i>		(146)	(111)	(109)	(227)	(593)
<i>Effetto eliminazione degli utili interni e altre elisioni</i>		37	(7)	(143)	(131)	(244)
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
<i>Exploration & Production</i>		1.037	(807)	515	802	1.547
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		233	130	64	(101)	326
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		16	73	21	(104)	6
<i>Plenitude & Power</i>		191	85	57	132	465
<i>Corporate e altre attività</i>		(204)	(135)	(84)	(84)	(507)
<i>Effetto eliminazione degli utili interni e altre elisioni</i>		34	220	(36)	(157)	61
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

2022	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	101,40	113,78	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 Margi (SERM) ^(c)	(0,9)	17,2	4,1	13,6	8,5
PSV ^(d)	1.043	1.032	2.082	1.009	1.294
TTF ^(d)	1.018	1.011	2.077	999	1.279

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 Margi (SERM) ^(c)	(0,6)	(0,4)	(0,4)	(2,2)	(0,9)
PSV ^(d)	198	264	491	987	487
TTF ^(d)	196	262	500	975	486

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 Margi (SERM) ^(c)	3,6	2,3	0,7	0,2	1,7
PSV ^(d)	120	74	91	156	112
TTF ^(d)	103	56	81	155	100

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

(b) Fonte BCE.

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

(d) In Euro per migliaia di metri cubi.

PRINCIPALI DATI OPERATIVI

2022		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	780	740	707	776	751
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	131	126	130	125	128
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.662	1.586	1.578	1.617	1.610
Italia		84	82	81	80	82
Resto d'Europa		214	180	181	182	189
Africa Settentrionale		240	270	268	291	267
Egitto		358	353	343	328	346
Africa Sub-Sahariana		284	283	316	273	289
Kazakhstan		164	108	81	150	126
Resto dell'Asia		181	174	171	171	174
America		124	125	127	135	127
Australia e Oceania		13	11	10	7	10
Produzione venduta di idrocarburi	(mln boe)	136,0	134,7	127,7	133,6	532,0
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	16,71	12,11	12,02	14,26	55,10
Autoconsumo di gas naturale		1,55	1,27	1,31	1,29	5,42
Vendite a terzi e autoconsumo		18,26	13,38	13,33	15,55	60,52
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale - GGP		18,26	13,38	13,33	15,55	60,52
Vendite gas retail e business gas		3,42	0,95	0,61	1,86	6,84
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(TWh)	5,10	4,49	4,77	4,43	18,79
Vendite di energia elettrica / clienti liberi		5,73	5,61	5,96	5,07	22,37
Vendite di prodotti petroliferi:	(mln ton)	6,10	7,22	7,25	7,22	27,79
Rete Italia		1,20	1,35	1,46	1,38	5,39
Extrarete Italia		1,32	1,60	1,71	1,55	6,18
Rete resto d'Europa		0,48	0,52	0,58	0,53	2,11
Extrarete resto d'Europa		0,55	0,64	0,65	0,60	2,44
Extrarete altro estero		0,13	0,11	0,14	0,13	0,51
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	813
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	134	123	133	133	131
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.704	1.597	1.688	1.737	1.682
Italia		99	65	82	87	83
Resto d'Europa		238	172	213	228	213
Africa Settentrionale		272	247	266	264	262
Egitto		355	371	364	348	360
Africa Sub-Sahariana		310	293	316	321	310
Kazakhstan		153	147	119	165	146
Resto dell'Asia		148	169	201	190	177
America		112	116	111	119	115
Australia e Oceania		17	17	16	15	16
Produzione venduta di idrocarburi	(mln boe)	139,9	136,7	140,7	149,4	566,7
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	15,51	15,48	15,49	17,14	63,62
Autoconsumo di gas naturale		1,52	1,46	1,65	1,74	6,37
Vendite a terzi e autoconsumo		17,03	16,94	17,14	18,88	69,99
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		0,45	0,01	0,00	0,00	0,46
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale - GGP		17,48	16,95	17,14	18,88	70,45
Vendite gas retail e business gas		3,52	1,08	0,63	2,62	7,85
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(TWh)	3,66	3,89	4,22	4,72	16,49
Vendite di energia elettrica / clienti liberi		6,42	6,55	7,83	7,74	28,54
Vendite di prodotti petroliferi:	(mln ton)	6,56	6,55	7,53	7,33	27,97
Rete Italia		1,04	1,27	1,45	1,36	5,12
Extrarete Italia		1,29	1,46	1,70	1,57	6,02
Rete resto d'Europa		0,43	0,52	0,62	0,54	2,11
Extrarete resto d'Europa		0,54	0,43	0,59	0,63	2,19
Extrarete altro estero		0,12	0,13	0,13	0,14	0,52
Altre vendite		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	843
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	135	132	133	136	134
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.790	1.729	1.701	1.713	1.733
<i>Italia</i>		<i>112</i>	<i>106</i>	<i>105</i>	<i>103</i>	<i>107</i>
<i>Resto d'Europa</i>		<i>256</i>	<i>243</i>	<i>224</i>	<i>228</i>	<i>237</i>
<i>Africa Settentrionale</i>		<i>252</i>	<i>258</i>	<i>253</i>	<i>264</i>	<i>257</i>
<i>Egitto</i>		<i>303</i>	<i>266</i>	<i>290</i>	<i>304</i>	<i>291</i>
<i>Africa Sub-Sahariana</i>		<i>372</i>	<i>386</i>	<i>369</i>	<i>347</i>	<i>368</i>
<i>Kazakhstan</i>		<i>174</i>	<i>167</i>	<i>144</i>	<i>168</i>	<i>163</i>
<i>Resto dell'Asia</i>		<i>193</i>	<i>173</i>	<i>172</i>	<i>167</i>	<i>176</i>
<i>America</i>		<i>110</i>	<i>114</i>	<i>127</i>	<i>114</i>	<i>117</i>
<i>Australia e Oceania</i>		<i>18</i>	<i>16</i>	<i>17</i>	<i>18</i>	<i>17</i>
Produzione venduta di idrocarburi	(mln boe)	144,7	143,8	142,6	144,1	575,2
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	14,37	11,95	13,96	16,17	56,45
Autoconsumo di gas naturale		1,53	1,44	1,58	1,58	6,13
Vendite a terzi e autoconsumo		15,90	13,39	15,54	17,75	62,58
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		0,69	0,46	0,44	0,82	2,41
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale - GGP		16,59	13,85	15,98	18,57	64,99
Vendite gas retail e business gas		3,63	0,88	0,66	2,51	7,68
Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	(TWh)	3,28	2,74	3,07	3,40	12,49
Vendite di energia elettrica / clienti liberi		6,50	5,60	6,65	6,58	25,33
Vendite di prodotti petroliferi:	(mln ton)	6,64	5,85	7,42	6,18	26,09
<i>Rete Italia</i>		<i>1,12</i>	<i>0,89</i>	<i>1,41</i>	<i>1,14</i>	<i>4,56</i>
<i>Extrarete Italia</i>		<i>1,51</i>	<i>1,16</i>	<i>1,58</i>	<i>1,50</i>	<i>5,75</i>
<i>Rete resto d'Europa</i>		<i>0,52</i>	<i>0,43</i>	<i>0,61</i>	<i>0,49</i>	<i>2,05</i>
<i>Extrarete resto d'Europa</i>		<i>0,57</i>	<i>0,59</i>	<i>0,63</i>	<i>0,61</i>	<i>2,40</i>
<i>Extrarete altro estero</i>		<i>0,12</i>	<i>0,11</i>	<i>0,12</i>	<i>0,13</i>	<i>0,48</i>
<i>Altre vendite</i>		<i>2,80</i>	<i>2,67</i>	<i>3,07</i>	<i>2,30</i>	<i>10,85</i>

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 m³ petrolio	162,602 m³ gas	5.263 ft³ gas	
				5.800.000 btu		
1 barile/g	(bbl/g)	~50 t/anno				
1 metro cubo	(m³)	1.000 l petrolio	6,71 bbl	1.033 m³ gas	36.481 ft³ gas	
1 tonnellata equivalente di petrolio	(tep)	1.160,49 l petrolio	7,299 bbl	1,161 m³ petrolio	1.187 m³ gas	41.911 ft³ gas

GAS						
1 metro cubo	(m³)	0,976 l petrolio	0,00671 bbl	35.314,67 btu	35.315 ft³ gas	
1.000 piedi cubi	(ft³)	27,637 l petrolio	0,1742 bbl	1.000.000 btu	27,317 m³ gas	0,02386 tep
1.000.000 british thermal unit	(btu)	27,4 l petrolio	0,17 bbl	0,027 m³ petrolio	28,3 m³ gas	1.000 ft³ gas
1 tonnellata di GNL	(tGNL)	1,2 tep	8,9 bbl	52.000.000 btu	52.000 ft³ gas	

ENERGIA ELETTRICA						
1 megawattora = 1.000 kWh	(MWh)	93,532 l petrolio	0,5883 bbl	0,0955 m³ petrolio	94,488 m³ gas	3.412,14 ft³ gas
1 terajoule	(TJ)	25.981,45 l petrolio	163,42 bbl	25,9814 m³ petrolio	26.939,46 m³ gas	947.826,7 ft³ gas
1.000.000 kilocalorie	(kcal)	108,8 l petrolio	0,68 bbl	0,109 m³ petrolio	112,4 m³ gas	3.968,3 ft³ gas

(a) l 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 (ft³)	barile (bbl)	litro (l)	metro cubo (m³)
ft³	1	0,1781	28,32	0,02832
bbl	5,263	1	159	0,158984
l	0,035315	0,0065	1	0,001
m³	35,31485	6,65	103	1



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2022: € 4.005.358.876,00 interamente versato

Registro delle Imprese di Roma, codice fiscale 00484960588

Partita IVA 00905811006

Altre Sedi

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

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

Contatti

eni.com

+39-0659821

800940924

segreteria@societaria.azionisti@eni.com

Ufficio rapporti con gli investitori

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

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

e-mail: investor.relations@eni.com

Layout, impaginazione e supervisione

K-Change - Roma

Stampa

Tipografia Facciotti - Roma

Stampato su carta Fedrigoni Arena Smooth



