

Eni

Fact Book
2020



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.

La mission di Eni rappresenta in maniera più esplicita il cammino che Eni ha intrapreso per rispondere alle sfide universali, contribuendo al raggiungimento degli Obiettivi per lo Sviluppo Sostenibile (SDGs) che l'Organizzazione delle Nazioni Unite ha fissato al fine di indirizzare chiaramente le azioni che tutti gli attori devono intraprendere.

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.





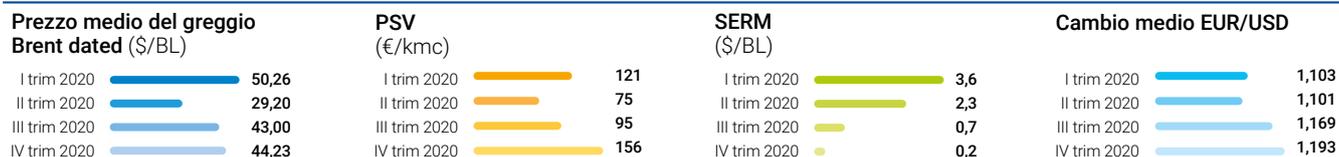
Fact Book 2020

ENI IN SINTESI	2
Principali dati	4
Eni in borsa	7
EXPLORATION & PRODUCTION	9
GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO	47
REFINING & MARKETING E CHIMICA	54
Refining & Marketing	55
Chimica	65
ENI GAS E LUCE, POWER & RENEWABLES	69
Eni gas e luce	69
Power	71
Renewables	72
TABELLE	75
Dati economico-finanziari	75
Personale	87
Dati infrannuali	88

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: 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.

Eni in sintesi



Il prezzo del petrolio per il riferimento Brent ha registrato una contrazione del 35% rispetto al 2019 con una media annua di circa 42 \$/barile, i prezzi del gas naturale riferiti alla quotazione spot del mercato Italia hanno registrato una flessione media del 35% e i margini di raffinazione per l'indicatore aziendale SERM hanno registrato la performance peggiore con un -60%.

Nel 2020, in un contesto caratterizzato dalla massima contrazione mai registrata della domanda petrolifera globale (-9% circa vs. 2019) a causa delle misure di lockdown adottate a livello mondiale per contenere la diffusione della pandemia di COVID-19, Eni ha tempestivamente definito linee di azione facendo leva sull'energia, le risorse e la flessibilità delle operazioni.

Il management ha attuato misure decisive in tre ambiti principali: **salute e sicurezza delle persone e asset integrity, solidità patrimoniale e struttura organizzativa**. In particolare, sono state adottate azioni idonee a preservare la salute delle 60 mila persone che lavorano all'interno di Eni e con Eni presso tutte le sedi e unità produttive, e a garantire la continuità delle operazioni senza registrare alcuna interruzione degli impianti e l'asset integrity.

Durante la fase più acuta del downturn, al fine di rafforzare la resilienza finanziaria e la solidità patrimoniale dell'Azienda, sono state definite chiare priorità nell'allocazione della cassa.

È stata rivista la strategia di breve/medio termine riducendo di €8 miliardi gli esborsi per costi ed investimenti del biennio 2020-2021, più esposto al downturn, con la conseguente rimodulazione del profilo di crescita delle produzioni. Inoltre, è stata definita una "dividend policy" basata su una componente fissa e una componente variabile parametrata allo scenario.

Grazie all'implementazione di queste azioni, la generazione di cassa adjusted è stata pari a €6,7 miliardi in grado di autofinanziare il 100% degli investimenti organici rimodulati a €5 miliardi (-35% vs. budget originario a cambi costanti) per effetto delle ottimizzazioni implementate, lasciando un surplus di €1,7 miliardi. Gli opex sono stati ridotti di €1,9 miliardi rispetto al livello pre-COVID-19, di cui circa il 30% strutturali.

L'indice di solidità patrimoniale al 31 dicembre 2020 è confermato allo 0,3 e il livello di indebitamento è rimasto costante, grazie anche al primo collocamento Eni di due bond ibridi dell'ammontare complessivo di €3 miliardi.

2020: REAZIONE RAPIDA PER FRONTEGGIARE LA PANDEMIA COVID-19

SALUTE DELLE PERSONE E CONTINUITÀ DELLE OPERAZIONI

COSTI	PORTAFOGLIO	SOLIDITÀ PATRIMONIALE
>35% riduzione dei capex vs. budget originario 2020	Riprogrammazione FID sui grandi progetti upstream	Leverage* nella comfort zone di 0,3
-€1,9 mld riduzione costi operativi vs. livello pre-COVID-19	Incremento capex per progetti "green"	Emissione di bond ibridi di €3 mld
NUOVA STRUTTURA ORGANIZZATIVA		
PIANO DI DECARBONIZZAZIONE DI LUNGO TERMINE		

(*) Ante IFRS 16.

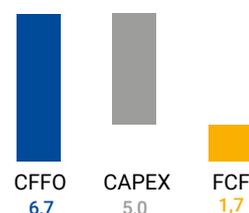
Investimenti tecnici

(€ milioni)

	E&P	GGP	R&MeC	EGL, P&R	Totale
2018	7.901	26	877	238	9.119
2019	6.996	15	933	357	8.376
2020	3.472	11	771	293	4.644

Cashflow

(€ mld)



Nel mese di giugno 2020, il Consiglio ha ridefinito la struttura organizzativa del Gruppo con la costituzione di due Direzioni Generali: **Natural Resources** che valorizzerà in ottica sostenibile il portafoglio upstream Oil & Gas, curando anche le attività di

efficienza energetica, i progetti di cattura della CO₂ e i progetti di Forestry REDD+, ed **Energy Evolution** che gestirà l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio, blue e green.

RISULTATI 2020 PER DIREZIONE GENERALE

NATURAL RESOURCES



Produzioni: 1.733 mgl boe/g

Risorse scoperte: 400 mln boe

Gas & LNG: EBIT €330 mln (+70%)

Forestry REDD+: offset 1,5 mln ton CO₂eq.; CCUS assegnata licenza nel Regno Unito

ENERGY EVOLUTION



Rinnovabili: 1 GW capacità installata e sanzionata

Ingresso nel più grande progetto eolico offshore al mondo nel Regno Unito

Retail G&P: EBIT €330 mln (+17%)

Biorefining & Marketing: EBIT €550 mln (+27%)

Il settore **upstream** ha consolidato fortemente la tendenza alla ripresa, nonostante la riduzione degli investimenti di circa il 50%, sono state scoperte 400 milioni di boe di nuove risorse nell'anno al costo competitivo di 1,6 \$/barile, mentre lo sviluppo E&P ha concorso ad assicurare un solido livello produttivo di 1,73 milioni di boe/giorno. Il settore **Global Gas & LNG Portfolio** ha ottenuto un utile operativo adjusted di €0,33 miliardi, superiore alle aspettative, nonostante la significativa flessione della domanda gas in Europa e il crollo dei consumi asiatici di GNL durante il picco della crisi. Nell'ambito dei progetti **REDD+ e CCS**, nel mese di ottobre è stata ottenuta la licenza per il progetto di stoccaggio di anidride carbonica nel Regno Unito, mentre a novembre è stata conseguita la prima generazione di crediti di carbonio dal progetto Luangwa Community Forest Project in Zambia per la compensazione di emissioni GHG equivalenti a 1,5 milioni di tonnellate di CO₂.

I business destinati alla generazione e vendita di prodotti decarbonizzati hanno conseguito risultati eccellenti, con l'utile operativo adjusted di **Eni gas e luce** in aumento del 17% e l'utile operativo adjusted della **bioraffinazione + marketing** pari a €550 milioni. La capacità di generazione da solare ed eolico già instal-

lata o in fase di sviluppo è stata pari a 1 GW. Inoltre, sono state poste le basi per una forte accelerazione delle rinnovabili, con l'ingresso in due mercati strategici quali gli USA e l'eolico offshore del Mare del Nord, con la partecipazione al progetto Dogger Bank in UK che sarà il più grande al mondo nel suo genere.

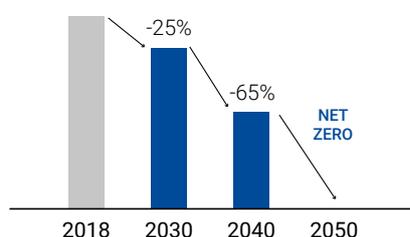
Percorso di decarbonizzazione verso la neutralità carbonica

Eni ha avviato una fase di evoluzione del proprio modello di business fortemente orientato alla creazione di valore nel lungo termine, combinando sostenibilità economico-finanziaria e ambientale. A tale scopo sarà quindi perseguita una strategia che punta a raggiungere entro il 2050 il target di azzeramento delle emissioni nette Scope 1, 2 e 3 (Net GHG Lifecycle Emissions), e l'annullamento della relativa intensità emissiva (Net Carbon Intensity), riferita all'intero ciclo di vita dei prodotti energetici venduti, rafforzando ulteriormente gli obiettivi intermedi di decarbonizzazione.

Questo percorso, conseguito attraverso tecnologie già esistenti, consentirà ad Eni di abbattere totalmente la propria impronta carbonica, sia in termini di emissioni nette che in termini di intensità carbonica netta.

ZERO EMISSIONI NETTE AL 2050

EMISSIONI ASSOLUTE NETTE GHG SCOPE 1, 2, E 3



PRINCIPALI LEVE

Prodotti e servizi carbon free

Incremento della **quota gas** sul totale della produzione

Biometano per uso domestico e per la mobilità

Bioraffinerie ed economia circolare

Idrogeno blue e green

Progetti di **CCS e REDD+**

Principali dati

PRINCIPALI DATI ECONOMICO-FINANZIARI

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Ricavi della gestione caratteristica		43.987	69.881	75.822
<i>di cui: Exploration & Production</i>		13.590	23.572	25.744
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		7.051	11.779	14.807
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		25.340	42.360	46.483
<i>Eni gas e luce, Power & Renewables</i>		7.536	8.448	8.218
<i>Corporate e altre attività</i>		1.559	1.676	1.588
<i>Eliminazione utili interni e altre elisioni</i>		(11.089)	(17.954)	(21.018)
Utile (perdita) operativo		(3.275)	6.432	9.983
<i>di cui: Exploration & Production</i>		(610)	7.417	10.214
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		(332)	431	387
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		(2.463)	(682)	(501)
<i>Eni gas e luce, Power & Renewables</i>		660	74	340
<i>Corporate e altre attività</i>		(563)	(688)	(668)
<i>Effetto eliminazione utili interni</i>		33	(120)	211
Utile (perdita) operativo		(3.275)	6.432	9.983
<i>Esclusione special item</i>		3.855	2.388	1.161
<i>Eliminazione (utile) perdita di magazzino</i>		1.318	(223)	96
Utile (perdita) operativo adjusted^(a)		1.898	8.597	11.240
<i>di cui: Exploration & Production</i>		1.547	8.640	10.850
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		326	193	278
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		6	21	360
<i>Eni gas e luce, Power & Renewables</i>		465	370	262
<i>Corporate e altre attività</i>		(507)	(602)	(583)
<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>		61	(25)	73
Utile (perdita) netto^(b)		(8.635)	148	4.126
Utile (perdita) netto adjusted^{(a)(b)}		(758)	2.876	4.583
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.822	12.392	13.647
Investimenti tecnici		4.644	8.376	9.119
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		37.493	47.900	51.073
Indebitamento finanziario netto ante lease liability ex IFRS 16		11.568	11.477	8.289
Indebitamento finanziario netto post lease liability ex IFRS 16		16.586	17.125	n.a.
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,31	0,24	0,16
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,44	0,36	n.a.
Capitale investito netto		54.079	65.025	59.362
<i>di cui: Exploration & Production</i>		45.252	53.358	50.358
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>		796	1.327	1.742
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		8.786	10.215	6.960
<i>Eni gas e luce, Power & Renewables</i>		2.284	1.787	1.869

(a) Misure di risultato Non-GAAP.

(b) Di competenza azionisti Eni.

PRINCIPALI INDICATORI DI MERCATO

		2020	2019	2018
Prezzo medio greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	41,67	64,30	71,04
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,142	1,119	1,181
Prezzo medio del greggio Brent dated	(€)	36,49	57,44	60,15
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$/barile)	1,7	4,3	3,7
TTF	(€/mgl di metri cubi)	100	142	243
PSV	(€/mgl di metri cubi)	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)

		2020	2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	31.495	32.053	31.701
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,36	0,34	0,35
<i>di cui: dipendenti</i>		0,37	0,21	0,37
<i>contrattisti</i>		0,35	0,39	0,34
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	37,8	41,2	43,4
Emissioni indirette di GHG (Scope 2)		0,73	0,69	0,67
Emissioni indirette di GHG (Scope 3) da utilizzo di prodotti venduti ^(b)		185	204	203
Net GHG Lifecycle Emissions ^(b)		439	501	505
Net Carbon Intensity ^(b)	(grammi di CO ₂ eq./MJ)	68	68	68
Indice di efficienza operativa Gruppo	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	31,6	31,4	33,9
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	6.789	7.265	6.687
<i>di cui: da atti di sabotaggio</i>		5.831	6.232	4.022
<i>operativi</i>		958	1.033	2.665
Prelievi idrici di acqua dolce	(milioni di metri cubi)	113	128	117
Acqua di formazione reiniettata	(%)	53	58	60
Spesa in R&S	(€ milioni)	157	194	197
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	25	34	43

Exploration & Production

		2020	2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	9.815	10.272	10.448
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,28	0,33	0,30
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.905	7.268	7.153
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,9	10,6	10,6
Produzione di idrocarburi	(migliaia di boe/giorno)	1.733	1.871	1.851
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	43	92	100
Profit per boe ^{(c)(e)}	(\$/boe)	3,8	7,7	6,7
Opex per boe ^(d)		6,5	6,4	6,8
Finding & Development cost per boe ^(e)		17,6	15,5	10,4
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	21,1	22,8	24,1
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream) ^(f)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,0	19,6	21,4
Net Carbon Footprint upstream (emissioni di GHG Scope 1 + Scope 2) ^(b)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	11,4	14,8	14,8
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	1,0	1,2	1,4
Emissioni fuggitive di metano	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	11,2	21,9	38,8
Volumi totali oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	882	985	1.595

Global Gas & LNG Portfolio

		2020	2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	700	711	734
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	1,15	0,56	0,51
Vendite gas naturale	(miliardi di metri cubi)	64,99	72,85	76,60
<i>di cui: in Italia</i>		37,30	37,98	39,17
<i>internazionali</i>		27,69	34,87	37,43
Vendite GNL		9,5	10,1	10,3

Refining & Marketing e Chimica		2020	2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.471	11.626	11.457
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,80	0,27	0,56
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	0,4
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	622	256	219
Quota di mercato rete in Italia	(%)	23,3	23,6	24,0
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	6,61	8,25	8,39
Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	5.369	5.411	5.448
Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	1.390	1.766	1.776
Capacità bilanciata delle raffinerie (quota Eni)	(migliaia di barili/giorno)	548	548	548
Volumi totali oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	75	48	1.069
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	6,65	7,97	8,19
Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq.)	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)	248	248	253
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.073	8.068	9.483
Vendite di prodotti petrolchimici		4.339	4.295	4.946
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	65	67	76

Eni gas e luce, Power & Renewables		2020	2019	2018
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	2.092	2.056	2.056
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,32	0,62	0,60
Vendite retail gas	(miliardi di metri cubi)	7,68	8,62	9,13
Vendite retail energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	12,49	10,92	8,39
Produzione termoelettrica		20,95	21,66	21,62
Vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi		25,33	28,28	28,54
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	307	174	40
Produzione di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	339,6	60,6	11,6

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

(b) KPI calcolati su base equity.

(c) Relativo alle società consolidate.

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

(e) Media triennale.

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

ENI IN BORSA

DATI PER AZIONE

		2020	2019	2018
Utile (perdita) netto ^{(a)(b)}	(€)	(2,42)	0,04	1,15
Dividendo		0,36	0,86	0,83
Dividendi per esercizio di competenza ^(c)	(€ milioni)	1.290	3.078	2.989
Dividendi pagati nell'esercizio		1.965	3.018	2.954
Cash flow	(€)	1,35	3,45	3,79
Dividend yield ^(d)	(%)	4,2	6,3	5,9
Utile (perdita) netto per ADR ^{(b)(e)}	(\$)	(5,53)	0,09	2,72
Dividendo per ADR ^(e)		0,82	1,93	1,96
Cash flow per ADR ^(e)	(%)	3,08	7,72	8,95
Dividend yield per ADR ^{(d)(e)}		4,2	6,3	5,9
Numero di azioni a fine periodo	(milioni)	3.572,5	3.572,5	3.601,1
Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio ^(f)		3.572,5	3.592,2	3.601,1
Total Shareholders Return (TSR)	(%)	(34,1)	6,7	4,8

(a) Calcolato sul numero medio delle azioni Eni in circolazione durante l'esercizio.

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) L'importo 2020 (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

		2020	2019	2018
Prezzo per azione - Borsa di Milano				
Massimo	(€)	14,32	15,94	16,76
Minimo		5,89	13,04	13,33
Medio		8,96	14,36	15,25
Fine periodo		8,55	13,85	13,75
Prezzo per ADR^(a) - New York Stock Exchange				
Massimo	(\$)	32,12	36,17	40,09
Minimo		13,71	28,84	30,00
Medio		20,28	32,12	35,98
Fine periodo		20,60	30,92	31,50
Media giornaliera degli scambi	(mln di azioni)	20,40	11,41	12,99
Controvalore	(€ milioni)	178	164	197
Numero azioni in circolazione nell'anno ^(b)	(mln di azioni)	3.572,5	3.592,2	3.601,1
Capitalizzazioni di borsa^(c)				
EUR	(mld)	31,1	50,3	50,0
USD		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 2020.

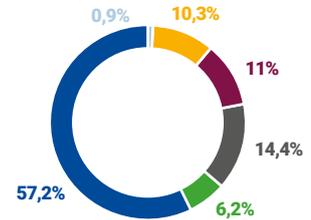
ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'AZIONE ENI SULLA BORSA DI MILANO
(31 Dicembre 2017 - 7 maggio 2021)



Fonte: Elaborazione Eni su dati BLOOMBERG

RIPARTIZIONE AZIONARIATO AREA GEOGRAFICA(*)

- Resto del mondo
- Italia
- UK e Irlanda
- USA e Canada
- Altri
- Altri Stati UE



(*) Al 18 marzo 2021.

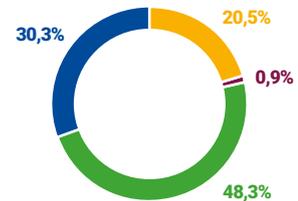
ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'ADR SULLA BORSA DI NEW YORK
(31 Dicembre 2017 - 7 maggio 2021)



Fonte: Elaborazione Eni su dati BLOOMBERG

COMPOSIZIONE DELL'AZIONARIATO(*)

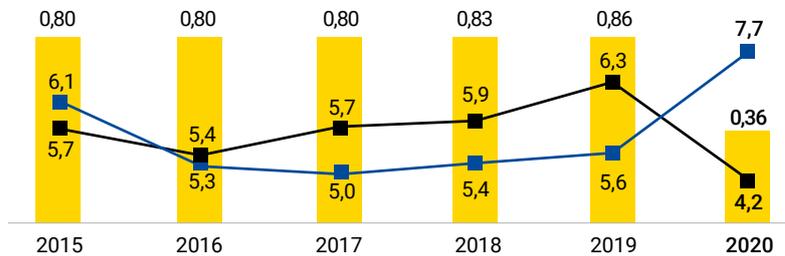
- Investitori retail
- Azionista pubblico
- Azioni proprie
- Investitori istituzionali



(*) Al 18 marzo 2021.

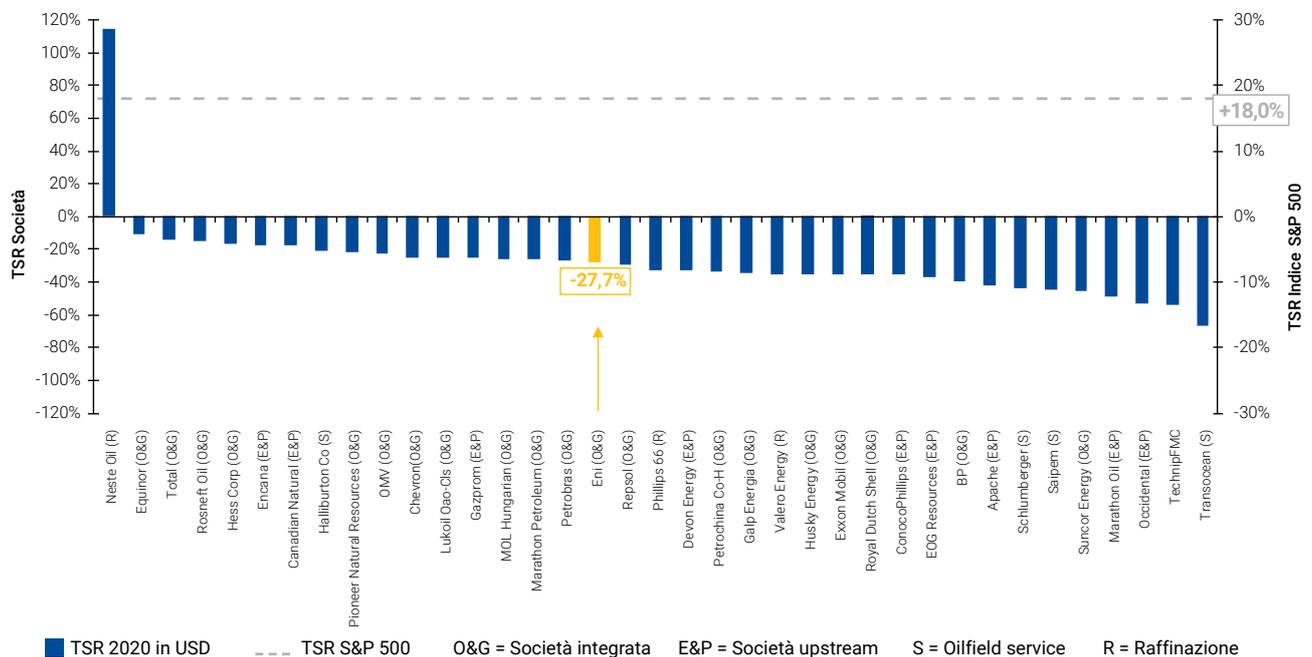
DIVIDENDO PER AZIONE

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



(a) Riferito a: BP, Chevron, Repsol, ExxonMobil, Royal Dutch Shell e Total.

TSR DELLE SOCIETÀ NEL SETTORE PETROLIFERO IN USD (2020)



■ TSR 2020 in USD - - - TSR S&P 500 O&G = Società integrata E&P = Società upstream S = Oilfield service R = Raffinazione

Exploration & Production

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,28	0,33	0,30
<i>di cui: dipendenti</i>		0,18	0,18	0,29
<i>contrattisti</i>		0,31	0,37	0,30
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	13.590	23.572	25.744
Utile (perdita) operativo		(610)	7.417	10.214
Utile (perdita) operativo adjusted		1.547	8.640	10.850
Utile (perdita) netto adjusted		124	3.436	4.955
Investimenti tecnici		3.472	6.996	7.901
Profit per boe ^{(b)(c)}	(\$/boe)	3,8	7,7	6,7
Opex per boe ^(d)		6,5	6,4	6,8
Cash Flow per boe		9,8	18,6	22,5
Finding & Development cost per boe ^{(c)(d)}		17,6	15,5	10,4
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		28,92	43,54	47,48
Produzione di idrocarburi ^(d)	(migliaia di boe/giorno)	1.733	1.871	1.851
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.905	7.268	7.153
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,9	10,6	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	43	92	100
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	9.815	10.272	10.448
<i>di cui: all'estero</i>		6.123	6.781	6.971
Emissioni dirette di GHG (Scope 1) ^(e)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	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)	20,0	19,6	21,4
Emissioni fuggitive di metano ^(e)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	11,2	21,9	38,8
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine ^(e)	(miliardi di Sm ³)	1,0	1,2	1,4
Net carbon footprint upstream (emissioni di GHG Scope 1 + Scope 2) ^(g)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	11,4	14,8	14,8
Oil spill operativi (>1 barile) ^(e)	(barili)	882	985	1.595
Acqua di formazione reiniettata ^(e)	(%)	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: 1.009 mln di boe, 1.114 mln di boe e 1.067 mln di boe, rispettivamente nel 2020, 2019 e 2018.

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

Nell'anno più difficile dell'industria energetica, il settore Exploration & Production ha confermato la resilienza delle sue attività grazie a un portafoglio di asset caratterizzati da contenuto break even e alla flessibilità dei progetti di sviluppo. La riorganizzazione attuata da Eni nell'ottica di rispondere alla forte discontinuità di mercato e in coerenza con la strategia di decarbonizzazione, prevede che il settore E&P affiancherà alle attività di esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale anche i progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e di cattura e stoccaggio della CO₂.

L'esplorazione rimane competenza distintiva di Eni. In questi anni, l'attività esplorativa ha assicurato sia il rimpiazzo delle riserve prodotte con un discovery cost per boe competitivo, primo tassello per la riduzione del break even dei progetti upstream, sia un robusto contributo alla generazione di cassa attraverso l'applicazione del Dual Exploration Model. Questa strategia prevede la monetizzazione anticipata delle scoperte, mediante la diluizione degli elevati working interest posseduti da Eni negli asset esplorativi, mantenendo l'operatorship, ovvero in chiave di asset swap. Nel 2020 sono stati ottenuti risultati eccellenti, nonostante la riduzione degli investimenti di circa il 50%, con 400 milioni di boe di nuove risorse, al costo competitivo di 1,6 \$/barile.

Nella conduzione delle attività esplorative, Eni ha sapientemente coniugato esplorazione high-risk/high-rewards con l'esplorazione di prossimità, cioè iniziative di scoperta di risorse incrementali in aree mature in grado di assicurare rapido sostegno alla produzione e ai cash flow grazie alle sinergie con le infrastrutture esistenti. La riduzione del time-to-market delle riserve è l'altro driver di creazione di valore dell'upstream, che unitamente a un'esplorazione efficiente contribuisce ad assicurare un portafoglio di asset resilienti allo scenario. Il modello di sviluppo efficiente ed originale è basato sull'approccio fast-track che consiste sulla parallelizzazione delle fasi (appraisal, pre-development, ingegneria), avvio accelerato in early production e successivo ramp-up, minimizzazione dell'esposizione finanziaria e insourcing delle fasi critiche di progetto (ingegneria di dettaglio, supervisione della produzione, commissioning/hook-up) alle quali applicare le nostre competenze.

La nostra piattaforma produttiva rimane solida. Nel complesso, scontate le rimodulazioni degli investimenti di circa €2 miliardi, lo

sviluppo E&P ha concorso ad assicurare un livello produttivo di 1,73 milioni di boe/giorno con la crisi che ha pesato per circa 200 mila boe, al netto dei quali avremmo superato le aspettative.

Nell'ambito della strategia di valorizzazione in ottica sostenibile del portafoglio upstream, i progetti in fase di avvio per la cattura di CO₂ e lo stoccaggio in giacimenti operati offshore in via di esaurimento, ovvero il riutilizzo in altri cicli produttivi, rappresentano un elemento fondamentale nel processo di decarbonizzazione. Inoltre sono state avviate le iniziative focalizzate sulla protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo, attraverso i progetti inquadrati nello schema REDD+. In particolare, nel novembre 2020 è stata conseguita la prima generazione di crediti di carbonio dal progetto Luangwa Community Forest Project nella Repubblica dello Zambia per la compensazione di emissioni GHG equivalenti a 1,5 milioni di tonnellate di CO₂. Eni continua a valutare ulteriori iniziative in diversi Paesi attraverso l'avvio di altre partnership con governi e sviluppatori internazionali in Africa, America Latina ed Asia.

I PAESI DI ATTIVITÀ

ITALIA

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2020 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 107 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 16.798 chilometri quadrati (13.632 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di produzione sono regolate da contratti di concessione in esercizio (30 nell'onshore e 58 nell'offshore).

L'Italia è un bacino minerario maturo. I piani Eni a medio termine sono focalizzati all'ottimizzazione dei giacimenti in produzione, al recupero del potenziale minerario residuo e alla razionalizzazione impiantistica.

Nel dicembre 2020 è stato firmato con Saipem un Memorandum of Understanding per l'identificazione e lo sviluppo congiunto di iniziative e progetti di decarbonizzazione in Italia. In particolare, l'accordo prevede di individuare: (i) possibili collaborazioni nell'ambito della cattura, trasporto, riutilizzo e stoccaggio della CO₂ prodotta da distretti industriali nel territorio italiano; e (ii) iniziative nell'ambito della Green Deal Strategy, al fine di contribuire alla lotta al cambiamento climatico e al raggiungimento degli obiettivi di riduzione della CO₂ a livello nazionale, europeo e mondiale.

Mare Adriatico e Ionio

Produzione I principali giacimenti di Barbara, Annamaria, Clara NW (Eni 51%), Luna, Angela, Hera Lacinia e Bonaccia e i relativi satelliti hanno fornito nel 2020 il 36% della produzione Eni in Italia, principalmente gas. La produzione è operata attraverso 59 piattaforme fisse (di cui 4 presidiate), installate presso i giacimenti principali, alle quali sono collegati i giacimenti satelliti attraverso infrastrutture sottomarine. La produzione è convogliata mediante sealine sulla terraferma per essere immessa nella rete di trasporto nazionale del gas. Il sistema è continuamente sottoposto a rigorosi controlli di sicurezza, attività manutentiva e ottimizzazione della produzione.

Sviluppo Negli asset a gas dell'offshore Adriatico le attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produ-

zione; e (ii) la razionalizzazione impiantistica degli asset. Eni prosegue il programma di decommissioning delle facility offshore dei giacimenti esauriti nel rispetto delle linee guida nazionali.

Sono stati avviati gli iter autorizzativi presso le Autorità competenti per la dismissione di 5 piattaforme. Nell'ambito delle iniziative di economia circolare è stato avviato un progetto in collaborazione con enti di ricerca nazionali per la riqualificazione degli asset in fase di dismissione. Il progetto ha individuato una piattaforma offshore per l'avvio delle attività di riconversione per realizzare un parco scientifico marino.

Sono proseguite le attività definite nell'ambito dell'VIII Accordo con il Comune di Ravenna: (i) progetti di salvaguardia e conservazione dell'area costiera e del suo habitat; (ii) interventi di efficientamento energetico, (iii) programmi a sostegno dell'occupazione, anche attraverso iniziative di tutoraggio e formazione, (iv) completamento di studi sul monitoraggio ambientale.

In linea con la strategia di decarbonizzazione Eni, è stato avviato un programma per la realizzazione di un hub per la cattura e lo stoccaggio della CO₂ (Carbon Capture and Storage - CCS) nei giacimenti esausti nell'offshore di Ravenna con un potenziale di 500 milioni di tonnellate di stoccaggio. Il programma di sviluppo prevede la realizzazione di un progetto pilota, con avvio delle attività previste entro il 2022, a seguito di tutte le autorizzazioni necessarie. È prevista una fase di full development industriale con l'avvio delle operazioni atteso nel 2026. Le attività in programma, oltre ad avere un impatto significativo sul piano tecnologico e delle competenze, prevedono costi di sviluppo ridotti facendo leva sul riutilizzo delle facility offshore dei giacimenti esausti.

Appennino Centro-Meridionale

Produzione Eni è operatore della concessione Val d'Agri (Eni 61%) in Basilicata. La concessione è esercitata in regime di prorogatio essendo scaduto il titolo nell'ottobre 2019; è in corso l'iter amministrativo per la proroga decennale sulla base del programma lavori vigente. La produzione proveniente dai giacimenti Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone è trattata

presso il centro olio di Viggiano. Nel 2020 i giacimenti hanno fornito circa il 48% della produzione Eni in Italia.

Sviluppo Nel corso dell'anno sono state completate attività di manutenzione e ottimizzazione della produzione nella concessione Val d'Agri.

Nel 2020 sono proseguite le attività del progetto Energy Valley, che prevede diverse iniziative in ambito della sostenibilità ambientale, innovazione e valorizzazione del territorio: (i) il progetto Mini Blue Water di economia circolare, per il trattamento, recupero e riutilizzo delle acque di produzione nel Centro olio di Viggiano e l'installazione di impianti fotovoltaici a supporto delle facility del centro olio; (ii) il piano di monitoraggio ambientale e della biodiversità, in particolare, è stato inaugurato il Centro di Monitoraggio Ambientale per la gestione e diffusione dei dati; (iii) il progetto CASF a supporto dello sviluppo tecnologico e delle competenze del settore agro-alimentare dell'area. Nel corso del 2020 è stata completata la riqualificazione di alcune aree e sono state avviate altre iniziative a sostegno del settore agricolo, biomonitoraggio e la didattica con positivo impatto sull'occupazione locale.

Inoltre, continuano le iniziative nell'ambito del Protocollo di Intenti con la Regione Basilicata che include programmi di natura ambientale, sociale e per lo sviluppo sostenibile. Sono proseguiti gli impegni definiti dall'accordo Bonus Gas per l'erogazione di un contributo a sostegno della spesa energetica in 11 Comuni della Val d'Agri e per programmi di efficienza energetica.

Sicilia

Produzione Eni è operatore in 11 concessioni di coltivazione nell'onshore e 2 nell'offshore siciliano, che nel 2020 hanno prodotto circa il 10% della produzione Eni in Italia. I principali giacimenti sono Gela, Tresauo (Eni 45%), 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, proseguono: (i) le attività per lo sviluppo del giacimento offshore a gas di Cassiopea (Eni 60%). Il progetto, attraverso una significativa minimizzazione dell'impatto ambientale, prevede di raggiungere la carbon neutrality. Le attività includono il trasporto, tramite una pipeline sottomarina, del gas prodotto dai pozzi offshore ad un nuovo impianto di trattamento e compressione, che sarà realizzato all'interno della Raffineria di Gela su un'area bonificata; (ii) le iniziative di sviluppo sostenibile supportate dalle istituzioni locali. In particolare, è stato avviato il progetto Macchitella Lab a sostegno dell'occupazione giovanile e delle piccole e medie imprese locali con l'inizio degli interventi di riqualificazione.

Inoltre, proseguono le iniziative riguardanti il Protocollo d'Intenti siglato a fine 2019 con il Ministero dell'Ambiente che definisce, nell'arco dei prossimi anni, diversi programmi di riqualificazione delle aree produttive, risanamento ambientale nonché progetti innovativi realizzati con tecnologie proprietarie, per la cattura e il riutilizzo della CO₂.

RESTO D'EUROPA

NORVEGIA

Eni è presente in Norvegia dal 1965 e opera attraverso la partecipazione del 69,85% nella joint venture Vår Energi, costituita a seguito della fusione nel 2018, tra le Società Eni Norge AS e Point Resources AS affiliata del fondo norvegese di private equity HitecVision. L'attività è condotta nel Mare di Norvegia, nel Mare del Nord norvegese e nel Mare di Barents per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 25.667 chilometri quadrati (6.253 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2020 la produzione in quota Eni è stata di 185 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 45,40%) nel Mare di Barents, Marulk (Eni 13,97%) nel Mare di Norvegia nonché Balder & Ringhorne (Eni 62,87%) e Ringhorne East (Eni 48,88%) nel Mare del Nord norvegese. La produzione di questi giacimenti ha fornito circa il 18% della produzione in quota Eni del Paese.

Inoltre, Vår Energi partecipa in 32 licenze produttive nel Mare del Nord norvegese e nel Mare di Norvegia tra cui: Ekofisk area, Snorre, Grane, Statfjord, Fram, Sleipner, Åsgard, Tyrihans, Ormen Lange, Mikkel, Kristin e Heidrun.

Sviluppo Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto sanzionato di Johan Castberg (Eni 20,96%) con start-up nel 2023; (ii) il progetto sanzionato di Balder X (Eni 62,87%, operatore) nella licenza PL 001, nel Mare del Nord. Il progetto include la perforazione di pozzi aggiuntivi avviati in produzione attraverso la ricollocazione di una FPSO. L'avvio produttivo è atteso nel 2022.

Nel corso dell'anno è stato sanzionato il programma di sviluppo del progetto Breidablikk con start-up produttivo atteso nel 2024. Le attività di sviluppo prevedono la perforazione di 23 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 Vår Energi partecipa in 136 licenze esplorative, di cui 32 operate. Il portafoglio titoli è stato rinnovato attraverso l'acquisizione: (i) nel 2020 di 7 licenze esplorative come operatore e 10 licenze in qualità di partner. Le licenze sono distribuite su tutte e tre le principali aree di produzione petrolifera norvegese; e (ii) nel 2021 di 10 licenze esplorative di cui 2 come operatore nel Mare del Nord e 3 come operatore nel Mare di Barents. Le licenze acquisite si trovano in prossimità di aree già in produzione o sviluppo.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con le due scoperte a olio di Tordis NE e Lomre nel blocco PL 089 (Eni

11,24%); (ii) con la scoperta a olio e gas di Enniberg nel Mare del Nord nella licenza 971 (Eni 13,97%) in prossimità del campo in produzione di Balder (Eni 62,87%); e (iii) nel marzo 2021, con una nuova scoperta a olio nella licenza PL 532 (Eni 21%) nel Mare di Barents e nella licenza PL 090/090I (Eni 17%), situata nella parte settentrionale del Mare del Nord.

REGNO UNITO

Eni è presente nel Regno Unito dal 1964. L'attività è condotta nel Mare del Nord inglese e nel Mare d'Irlanda per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 1.680 chilometri quadrati (975 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2020, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 52 mila boe/giorno.

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

Produzione Eni partecipa in 4 aree produttive, di cui come operatore in Liverpool Bay (Eni 100%) e Hewett Area (Eni 89,3%). Gli altri principali giacimenti non operati sono Elgin/Franklin (Eni 21,87%), Glenelg (Eni 8%), Joanne e Jasmine (Eni 33%) e Jade (Eni 7%).

Sviluppo Nell'ottobre 2020, è stata ottenuta dall'Autorità inglese per le attività petrolifere nel Paese (Oil & Gas Authority - OGA), l'assegnazione di una licenza, della durata di sei anni, per la realizzazione di un progetto di stoccaggio di CO₂ nell'area di Liverpool Bay. Il progetto di CCS prevede il riutilizzo dei giacimenti offshore esausti di Eni nell'area con un potenziale di stoccaggio iniziale fino a 3 milioni di tonnellate/anno e start-up delle attività nel 2025.

Eni sarà operatore del progetto di stoccaggio e trasporto della CO₂ catturata dagli impianti industriali esistenti e dai futuri siti di produzione dell'idrogeno nell'area nell'ambito del progetto integrato HyNet North West. Il progetto contribuirà agli obiettivi di neutralità carbonica del Regno Unito entro il 2050. Nel corso dell'anno sono state avviate le attività di concept selection e firmati gli accordi per la raccolta di CO₂ dalle realtà industriali dell'area. Eni ha, inoltre, firmato un cooperation agreement con altri partner del settore Oil & Gas entrando nei progetti Net Zero Teesside (Eni 20%) e North Endurance Partnership (Eni 16,7%). L'integrazione dei due progetti consentirà la decarbonizzazione del distretto industriale dell'area Teesside nel nord est del Regno Unito attraverso la cattura, il trasporto e lo stoccaggio dell'anidride carbonica. Lo start-up delle attività è previsto nel 2026 con una capacità di cattura e stoccaggio iniziali di 4 milioni di tonnellate/anno di CO₂.

Nel marzo 2021 è stato annunciato dalle Autorità del Paese un primo finanziamento dei progetti CCS da parte del UK Research and Innovation (UKRI) l'ente nazionale inglese per la ricerca e l'innovazione. In particolare: (i) il progetto integrato HyNet North West verrà finanziato con circa £33 milioni (£21 milioni in quota Eni); e (ii) i progetti Net Zero Teesside e North Endurance Partnership riceveranno complessivamente circa

£52 milioni (£9 milioni in quota Eni). I fondi ricevuti copriranno circa il 50% degli investimenti necessari per finalizzare gli studi di progettazione in corso e consentiranno di accelerare la decisione di investimento finale (FID) per tutti i progetti, prevista nel 2023.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato l'avvio di programmi di decommissioning in particolare del campo McCulloch (Eni 40%), nonché nel giacimento di Hewett, in cui le attività di abbandono sono iniziate nel 2019 con fermata produttiva a fine 2020.

Esplorazione Eni partecipa in 11 blocchi esplorativi con quote comprese tra il 6% e il 100%, 3 dei quali operati. Nel gennaio 2021 è stato acquisito l'operatorship con una quota del 100% della licenza esplorativa P2511 nel Mare del Nord.

AFRICA SETTENTRIONALE

ALGERIA

Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2020 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 81 mila boe/giorno. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 10.724 chilometri quadrati (4.732 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%); e (vi) i Blocchi di Sif Fatima II, Zemlet El Arbi e Ourhoud II, nel bacino del Berkine Nord (Eni 49%). Inoltre, Eni partecipa nei blocchi non operati 404 e 208 con una quota del 12,25%.

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 2020 l'area ha fornito circa il 23% 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 Groupement Berkine.

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

Blocchi 401a/402a

Produzione Nel 2020 l'area ha fornito circa il 15% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti ROD/SFNE e satelliti.

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

Blocco 403

Produzione Nel 2020 l'area ha fornito circa il 12% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti BRN, BRW e BRSW.

Nel corso dell'anno è stato completato il progetto fast-track di sviluppo per l'esportazione della produzione di gas associato dell'area. Le attività hanno riguardato la costruzione di una pipeline e relative facility per collegare il sito produttivo di BRN e BRW all'impianto di trattamento di MLE nel Blocco 405b.

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

Blocco 405b

Produzione Nel 2020 l'area ha fornito circa il 12% della produzione Eni nel Paese dal progetto MLE-CAFC. L'export della produzione avviene attraverso quattro pipeline collegate al network del Paese.

Sviluppo Nell'anno è stato completato l'upgrading dell'impianto di trattamento di MLE che consentirà di raggiungere una produzione lorda di picco pari a 60 mila boe/giorno grazie alla produzione proveniente dal Blocco 403 e dall'area del Berkine Nord a fine 2021.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato attività di ottimizzazione della produzione.

Blocco 404

Produzione Nel 2020 l'area ha fornito circa il 17% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN HBNS e Ourhoud.

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

Blocco 208

Produzione Nel 2020 il blocco ha fornito circa il 14% 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 di sviluppo hanno riguardato il proseguimento dello sviluppo del campo di El Merk con la perforazione di un pozzo produttore e attività di workover.

Blocchi Sif Fatima II, Ourhoud II e Zemlet El Arbi

Produzione Nel 2020 l'area ha fornito circa l'8% della produzione Eni nel Paese.

Nel corso dell'anno è stato conseguito lo start-up produttivo della fase a gas nell'area del Berkine Nord attraverso uno sviluppo accelerato delle riserve. Il programma di sviluppo ha riguardato il completamento delle attività di drilling e collegamento di 4 pozzi produttori alle facility esistenti nonché la realizzazione della pipeline di collegamento all'impianto di trattamento di MLE nel Blocco 405b.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta near-field con il pozzo BKNES-1 mineralizzato a olio.

LIBIA

Eni è presente in Libia dal 1959. Nel 2020 la produzione in quota Eni è stata di 168 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 26.636 chilometri quadrati (13.294 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. Dal gennaio 2020 l'escalation militare ha comportato il blocco quasi totale dell'attività produttiva nell'onshore sud-orientale del Paese e la chiusura dei terminali di esportazione nella Cirenaica, con ricadute negative per Eni che ha dovuto interrompere, per causa di forza maggiore, le attività produttive presso i giacimenti di El Feel e di Bu-Attifel. Le principali produzioni Eni alimentate dalla piattaforma offshore di Bahr Essalam e dal giacimento onshore di Wafa hanno comunque marciato in modo regolare. Da settembre 2020 la situazione è migliorata grazie a un accordo di pacificazione interno che ha consentito la ripresa di tutte le attività bloccate a causa del conflitto. Nonostante tale sviluppo, il management ritiene che la situazione geopolitica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il futuro prevedibile. Per maggiori informazioni si veda la Relazione Finanziaria Annuale 2020.

TUNISIA

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2020 la produzione in quota Eni è stata di 8 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 6.372 chilometri quadrati (2.252 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 dai seguenti giacimenti operati: offshore Maamoura e Baraka (Eni 49%); onshore Adam (Eni 25%), Oued Zar (Eni 50%), Djebel Grouz (Eni 50%), MLD (Eni 50%) ed El Borma (Eni 50%).

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato lo sviluppo della concessione operata di Baraka con il completamento delle attività di drilling e conseguente start-up produttivo di tre pozzi di produzione.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella concessione MLD con il pozzo di scoperta near field a gas e condensati di Denech b-1, già avviato in produzione.

EGITTO

Eni è presente in Egitto dal 1954; nel 2020 la produzione di idrocarburi è stata di 291 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando circa il 17% della produzione annuale Eni di idrocarburi. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 20.622 chilometri quadrati (7.384 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%), South West Meleiha (Eni 100%), Ras Qattara (Eni 75%) e West Abu Gharadig (Eni 45%); e (iv) le concessioni di Baltim (Eni 50%), Nile Delta (Eni 75%), North Port Said (Eni 100%), West Razzak (Eni 100%) e Temsah (Eni 50%). Inoltre, Eni partecipa nelle concessioni in produzione di Ras el Barr (Eni 50%) e South Ghara (Eni 25%).

Nel 2020 è stata ratificata l'assegnazione del blocco esplorativo West Sherbean (Eni 50%) nell'onshore del delta del Nilo.

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 2020 il giacimento ha raggiunto il livello produttivo pari a 133 mila boe/giorno in quota Eni.

Sviluppo Le attività di sviluppo relative al ramp-up della produzione del progetto Zohr hanno riguardato: (i) la perforazione di due ulteriori pozzi e collegamento alle facility produttive raggiungendo la capacità produttiva lorda di 87 milioni di metri cubi/giorno; e (ii) attività di ottimizzazione ed interventi di upgrading operativo delle facility sottomarine e dell'impianto di trattamento onshore.

Nell'ambito delle iniziative di social responsibility proseguono i programmi definiti dal Memorandum of Understanding firmato nel 2017. L'accordo, che affianca le attività di sviluppo del progetto Zohr, definisce due progetti di intervento da realizzarsi nell'arco di quattro anni. Il primo, già completato, include la ristrutturazione della clinica di El Garabaa, nei pressi delle facility produttive onshore di Zohr, e la fornitura di tutte le necessarie attrezzature medico-sanitarie. Il secondo progetto, per un valore complessivo di \$20 milioni, include tre iniziative di supporto socio-economico e sanitario a favore delle comunità locali nell'area di Zohr e Port Said. In particolare, due iniziative hanno riguardato la realizzazione di un: (i) Centro Medico che fornirà servizi di assistenza sanitaria a circa 60 mila persone; (ii) Centro giovanile che fornirà programmi a supporto dei giovani anche con servizi di formazione professionale. Le attività inerenti sono state completate e le due strutture sono state consegnate alle Autorità locali. Il terzo progetto, che rientra nell'ambito dell'istruzione e formazione tecnica, è in corso di definizione. L'avvio delle attività è previsto nel corso del 2021.

Sinai

Produzione La produzione dell'area è stata di circa 70 mila barili/giorno (37 mila barili/giorno in quota Eni) ed è fornita principalmente dai giacimenti Belayim Marine, Belayim Land e Abu Rudeis.

Sviluppo Nel corso dell'anno le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) la perforazione di pozzi di infilling nei giacimenti in produzione; e (ii) attività di manutenzione ed interventi di asset integrity sulle facility onshore e offshore.

North Port Said

Produzione Nel 2020 la produzione della concessione è stata di circa 14 mila boe/giorno (circa 11 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 133 mila tonnellate di propano, 89 mila tonnellate di GPL e circa 895 milioni di barili di condensati.

Sviluppo Le attività di sviluppo nel corso dell'anno hanno riguardato attività di manutenzione ed interventi di asset integrity sulle facility onshore e offshore.

Baltim

Produzione Nel 2020 la produzione della concessione è stata di circa 70 mila boe/giorno (circa 23 mila boe/giorno in quota Eni).

Sviluppo Le attività in corso hanno riguardato attività di drilling di sviluppo e start-up produttivo nel giacimento operato Baltim SW (Eni 50%). In particolare, il programma di sviluppo di Baltim SW include l'ulteriore fase di full field development con la perforazione di ulteriori due pozzi produttori.

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 2020 ha prodotto circa 87 mila boe/giorno (circa 42 mila boe/giorno in quota Eni).

Sviluppo Le attività di sviluppo nel corso dell'anno hanno riguardato attività di manutenzione ed interventi di asset integrity sulle facility onshore e offshore.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte a gas Nidoco NW-1 nella concessione Abu Madi West e Bashrush (Eni 37,5%) nella Great Nooros Area.

Ras el Barr

Produzione Nel 2020 la produzione dell'area è stata di circa 25 mila boe/giorno (circa 8 mila boe/giorno in quota Eni), principalmente gas proveniente dai giacimenti Ha'py e Seth.

Sviluppo Le attività di sviluppo nel corso dell'anno hanno riguardato attività di manutenzione ed interventi di asset integrity sulle facility onshore e offshore.

El Temsah

Produzione La concessione comprende principalmente i campi di Tuna, Temsah e Denise, la cui produzione nel 2020 è stata di circa 26 mila boe/giorno (circa 8 mila boe/giorno in quota Eni).

Sviluppo Le attività di sviluppo nel corso dell'anno hanno riguardato attività di manutenzione ed interventi di asset integrity sulle facility onshore e offshore.

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 2020 hanno prodotto circa 48 mila boe/giorno (circa 22 mila boe/giorno in quota Eni).

Sviluppo Le attività di sviluppo nel corso dell'anno hanno riguardato: (i) la perforazione di pozzi di infilling nei giacimenti in produzione; e (ii) attività di drilling di sviluppo e start-up produttivo nei giacimenti operati di Arcadia South, Meleiha e South West Meleiha.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte near-field in aree operate: (i) il pozzo SWM-A-6X mineralizzato a olio nella concessione South West Meleiha. Lo start-up produttivo è stato conseguito nel corso dell'anno; e (ii) nella concessione Meleiha l'estensione a sud del giacimento di Arcadia per tramite del pozzo ad olio Arcadia 9 già avviato in produzione.

AFRICA SUB-SAHARIANA

ANGOLA

Eni è presente in Angola dal 1980; nel 2020 la produzione in quota Eni è stata di 123 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.304 chilometri quadrati (5.639 in quota Eni).

Il principale asset nel Paese è il Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore) con i progetti West Hub ed East Hub. Altri blocchi produttivi partecipati da Eni sono: (i) il Blocco 0 (Eni 9,8%) in Cabinda nel nord della costa angolana; (ii) le Development Area nel Blocco 3 e 3/05-A (Eni 12%) nell'offshore del Paese; (iii) la Development Area nel Blocco 14 (Eni 20%) nell'offshore profondo a ovest del Blocco 0; (iv) la Development Area Lianzi nel Blocco 14K/A IMI (Eni 10%); e (v) le Development Area del Blocco 15 (Eni 18%) nell'offshore profondo.

Nel corso del 2020 è stata assegnata con il ruolo di operatore il blocco offshore 28 (Eni 60%) nel bacino di Namibe e il blocco Cabinda Central (Eni 42,5%) nell'onshore del Paese.

Le iniziative e i progetti di sviluppo locale promossi nel corso del 2020 hanno riguardato: (i) la ristrutturazione della scuola Beira Nova presso Cabinda; (ii) l'installazione di due sistemi di produzione di energia da fonte rinnovabile presso due centri di salute medica nella provincia di Luanda; (iii) il supporto allo sviluppo agricolo del territorio in collaborazione con le Autorità locali competenti; e (iv) il progetto di sviluppo integrato nelle province di Huila e Namibe attraverso iniziative di accesso all'acqua, all'energia, programmi di educazione, diversificazione economica e programmi a tutela della salute.

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

Blocco 15/06

Produzione La produzione del blocco è fornita dai due progetti West Hub ed East Hub, che nel 2020 hanno prodotto 123 mila boe/giorno (42 mila boe/giorno in quota Eni). Lo schema di sviluppo dei due progetti West Hub ed East Hub prevede l'allacciamento sequenziale alle due FPSO delle numerose scoperte dell'area a sostegno del plateau produttivo.

Nel 2020 è stata portata a regime la produzione del pozzo di scoperta di Agogo, attraverso il collegamento alla FPSO Ngoma, nell'ambito del progetto West Hub. Lo start-up record in soli nove mesi dalla scoperta, conferma l'impegno di Eni nello sviluppo fast-track delle risorse scoperte, che massimizza il valore dei progetti attraverso sviluppi sinergici con infrastrutture già esistenti.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto Cabaça North & UM 4/5 per il completamento delle facility di collegamento sottomarine, di produzione ed iniezione; (ii) studi per la fase full field di sviluppo del campo di Agogo; e (iii) le attività inerenti per lo sviluppo della scoperta Ndungu.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con l'appraisal della scoperta Agogo, con volumi stimati pari a 1 miliardo di boe in posto; e (ii) nell'aprile 2021, con il pozzo a olio di Cuica-1, seconda scoperta nell'area di sviluppo di Cabaça.

Nel corso del 2020 è stata rinnovata la licenza esplorativa del Blocco 15/06 per ulteriori tre anni. L'accordo consentirà di valutare il possibile potenziale minerario addizionale dell'area.

Blocco 0

Produzione Nel 2020 la produzione del blocco è stata di 235 mila boe/giorno (23 mila boe/giorno in quota Eni) fornita principalmente dai giacimenti Takula, Malongo e Mafumeira nell'Area A (15 mila boe/giorno in quota Eni) e dai giacimenti di Bomboco, Kokongo, Lomba, N'Dola, Nemba e Sanha nell'Area B (8 mila barili/giorno in quota Eni).

Il gas associato alla produzione del Blocco 0 è inviato, attraverso il gasdotto Congo River Crossing, all'impianto di liquefazione A-LNG (v. di seguito) ed in parte fornito al mercato domestico, per la generazione elettrica nella regione di Cabinda.

Blocco 3 e 3/05-A

Produzione Il Blocco 3 è suddiviso in tre aree produttive offshore. Il petrolio è inviato alla nave di stoccaggio Palanca FSO per l'esportazione. Nel 2020 la produzione complessiva dell'area è stata di 23 mila boe/giorno (2 mila boe/giorno in quota Eni).

Blocco 14

Produzione Nel 2020 le Development Area del Blocco 14 hanno prodotto circa 60 mila boe/giorno (9 mila boe/giorno in quota Eni). I principali giacimenti in produzione sono Landana e Tombua nonché Benguela-Belize/Lobito-Tomboco e Lianzi. Il gas associato prodotto nell'area viene trasportato attraverso il gasdotto Congo River Crossing all'impianto di liquefazione A-LNG (v. di seguito).

Nell'ottobre 2020 sono stati ratificati i decreti attuativi che prevedono l'unitizzazione di tre Development Area del Blocco 14, con estensione della licenza al 2028. Gli accordi prevedono un nuovo piano di sviluppo dell'area e un incremento dell'entitlement dei volumi prodotti per il recupero dei costi sostenuti.

Blocco 15

Produzione Nel 2020 il blocco ha prodotto circa 198 mila boe/giorno (24 mila boe/giorno in quota Eni). I principali giacimenti in produzione sono: (i) Hungo/Chocalho, avviati nel 2004, e Marimba avviato nel 2007 attraverso l'FPSO di Kizomba A; (ii) Kissanje/Dikanza, avviati nel 2005 con l'FPSO Kizomba B; (iii) Saxi/Batuque e Mondo avviati nel 2008 per mezzo di due FPSO aggiuntive; (iv) Clochas e Mavacola avviati nel 2012 con il progetto Kizomba Satellite Fase 1; e (v) Bavuca, Kakocha e Mondo South avviati nel 2015 con il progetto Kizomba Satellite Fase 2.

Angola GNL

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG (ALNG) che gestisce un impianto di liquefazione, presso Soyo, con una capacità di trattamento di circa 10 miliardi di metri cubi/anno di feed gas e di liquefazione di 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL. La produzione nel corso del 2020 è stata di circa 23 mila boe/giorno in quota Eni.

CONGO

Eni è presente in Congo dal 1968. La produzione in quota Eni nel 2020 è stata di 73 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 2.484 chilometri quadrati (1.306 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 Nené Marine e Litchendjili (Eni 65%), Zatchi (Eni 55,25%), Loango (Eni 42,5%), Ikalou (Eni 100%), Djambala (Eni 50%), Foukanda e Mwafi (Eni 58%), Kitina (Eni 52%), Awa Paloukou (Eni 90%), M'Boundi (Eni 83%) e Kouakouala

(Eni 74,25%) con una produzione nel 2020 di circa 83 mila boe/giorno (59 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 41 mila boe/giorno (circa 14 mila boe/giorno in quota Eni).

Nel corso dell'anno è stato conseguito lo start-up produttivo del progetto Nené Fase 2b nel blocco Marine XII attraverso il collegamento alla piattaforma produttiva nell'area. Lo sviluppo full field è previsto nel secondo semestre del 2022.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato l'espansione della centrale elettrica CEC (Eni 20%) portando la capacità di generazione elettrica a 484 MW, attraverso l'installazione nel 2020 di una terza turbina. La fornitura addizionale di gas sarà assicurata dalla produzione del blocco Marine XII.

Sono proseguite le attività della seconda fase del Progetto Integrato Hinda con iniziative a supporto dello sviluppo economico, agricolo, accesso all'acqua, programmi di istruzione e progetti per lo sviluppo dei servizi sanitari. In particolare, nell'ambito delle iniziative di accesso all'acqua, nel corso del 2020 è stata completata la realizzazione di ulteriori 5 pozzi, consentendo di rendere disponibili 30 pozzi d'acqua per una popolazione di quasi 20.000 persone. Sono proseguite le attività di costruzione e forniture di attrezzature per la realizzazione del centro di formazione a Oyo, nel nord del Paese. Il completamento è previsto nel 2021.

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.

Produzione La produzione dell'anno è stata di 41 mila boe/giorno in quota Eni fornita dal progetto 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 15 anni di forniture affidabili di gas 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.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) interventi di ottimizzazione della produzione; (ii) il completamento del progetto Takoradi-Tema Interconnection con la realizzazione di facility di trasporto di gas associato del progetto OCTP. Il completamento delle attività consente di incrementare l'utilizzo del gas anche nella parte orientale del Paese.

Il Programma Africa ha l'obiettivo di contribuire allo sviluppo socio-economico locale tramite iniziative di diversificazione

economica attraverso programmi di formazione nei settori agricoli-alimentari e agro-business e supporto all'accesso al mercato del lavoro in un percorso di crescita economica che sia allo stesso tempo inclusivo e sostenibile, in linea all'Agenda 2030 delle Nazioni Unite. Nel 2020 è stato avviato il Progetto Pilota presso il centro Okuafo Pa, inaugurato nel 2019, in Ghana con l'obiettivo di definire un modello replicabile su una più ampia scala. Il progetto è sviluppato in cooperazione con Cassa Depositi e Prestiti, per lo sviluppo di meccanismi di micro-credito e l'accesso a sistemi di finanziamento, e con il coinvolgimento di Bonifiche Ferraresi, per lo sviluppo delle attività agricole. Nel corso dell'anno 800 persone hanno beneficiato del programma di formazione.

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 riserve in posto pari a circa 2.400 miliardi di metri cubi.

Sviluppo Le attività di sviluppo di Area 4 (Eni 25%) nell'offshore riguardano il progetto a gas di Coral South, operato da Eni, e le scoperte a gas del Mamba Complex dove Eni è operatore della fase upstream ed Exxon-Mobil della fase midstream (liquefazione).

Le attività relative al progetto sanzionato di Coral South prevedono la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione, lo stoccaggio e l'export del gas con una capacità di circa 3,4 milioni di tonnellate all'anno di GNL, alimentato da 6 pozzi sottomarini. Il gas liquefatto sarà venduto dai concessionari di Area 4 alla BP sulla base di un contratto long-term della durata di venti anni con opzione di estensione di ulteriori dieci anni. Il progetto ha raggiunto oltre l'80% del completamento delle attività di sviluppo previste. Lo start-up è previsto nel 2022.

Per le scoperte del Mamba Complex, il progetto Rovuma LNG prevede lo sviluppo di una parte delle riserve a cavallo con Area 1 (riserve straddled) attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (Total), a cui si aggiungono parte delle riserve non straddled. Il progetto iniziale prevede la realizzazione di due treni di liquefazione onshore, alimentati da 24 pozzi sottomarini, per il trattamento, la liquefazione del gas, lo stoccaggio e l'export del GNL della capacità di circa 7,6 milioni di tonnellate all'anno ciascuno. Il piano di sviluppo è stato approvato, nel 2019, dalle competenti Autorità del Paese. I due operatori continuano le attività di sviluppo del progetto per poter raggiungere la decisione finale d'investimento.

Nell'anno sono proseguite le iniziative Eni a sostegno della popolazione locale del Paese, tra cui: (i) programmi a supporto della scolarità primaria e infantile, in particolare nella città

di Pemba, anche attraverso la costruzione di una scuola e interventi di riabilitazione nonché programmi di formazione; (ii) iniziative per la promozione di comportamenti domestici più sostenibili attraverso progetti di clean cooking; (iii) programmi di protezione della biodiversità ed iniziative di formazione tecnico-professionale anche attraverso accordi con istituzioni e Autorità del Paese; (iv) progetti per la protezione e conservazione delle foreste (REDD+ program) in collaborazione con il Governo del Mozambico; e (v) programmi a sostegno della salute, coordinate con le Autorità sanitarie del Paese, nell'area di Maputo attraverso iniziative specifiche sui temi della prevenzione.

NIGERIA

Eni è presente in Nigeria dal 1962; nel 2020 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 131 mila boe/giorno. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 29.265 chilometri quadrati (6.439 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 17 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 gennaio 2021, Eni e gli altri partner dell'area hanno completato la cessione del blocco onshore in produzione e sviluppo OML 17 (Eni 5%).

Prosegue la collaborazione con la FAO (Food and Agriculture Organization) per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura in Nigeria, in particolare nelle aree nord-est, tramite la realizzazione di pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici, per uso domestico e per irrigazione. Nel 2020 sono stati realizzati 6 pozzi, che vanno ad aggiungersi a quelli realizzati nel biennio 2018-2019, per un totale di 22 pozzi. I programmi Eni a sostegno delle comunità locali del Paese proseguono con: (i) programmi di accesso all'energia; (ii) progetti di diversificazione economica, in particolare le iniziative del Green River Project; (iii) attività a supporto dell'educazione e formazione professionale; e (iv) interventi di riabilitazione di strutture sanitarie e fornitura di materiale medico.

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 2020 circa 72 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 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e dal terminale di carico a Brass con la capacità di stoccaggio di circa 3,5 milioni di barili di petrolio. Una parte significativa della produzione di gas delle quattro licenze è destinata all'impianto di liquefazione di Bonny Island N-LNG (v. di seguito). Parte della produzione di gas alimenta la centrale termoelettrica a ciclo combinato di Okpai.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) programmi di ottimizzazione della produzione attraverso interventi di workover e attività di drilling; e (ii) il potenziamento della centrale termoelettrica a ciclo combinato di Okpai alimentata da parte del gas prodotto dall'area. È stata completata la prima fase del progetto di espansione consentendo di raggiungere una capacità installata di 780 MW.

Blocco OML 118

Produzione Nel 2020 il campo Bonga ha prodotto oltre 12 mila boe/giorno in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 225 mila boe/giorno e di 2 milioni di barili di stoccaggio. Il gas associato è convogliato su una piattaforma di raccolta situata sul campo EA e da qui inviato all'impianto di liquefazione di Bonny.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il completamento di un pozzo addizionale di sviluppo del giacimento offshore di Bonga.

Blocco OML 125

Produzione La produzione è fornita dal campo di Abo che nel 2020 ha prodotto circa 17 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 800 mila barili di stoccaggio.

SPDC Joint Venture (NASE)

Produzione Nel 2020, la produzione in quota Eni è stata pari a circa 30 mila boe/giorno.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) la perforazione di 8 pozzi a olio nel giacimento offshore EA nel Blocco 79 (Eni 5%); (ii) programmi di ottimizzazione della produzione attraverso interventi di workover nel campo di Gbaran nel blocco OML 28 (Eni 5%) e Forkados Yokri nel blocco OML 43 (Eni 5%); e (iii) le perforazioni di 4 pozzi a olio nell'area occidentale del Blocco 46 (Eni 5%).

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 gas supply agreement dalle produzioni di tre joint venture SPDC JV (Eni 5%), TEPNG JV e della NAOC JV (Eni 20%). I volumi trattati

dall'impianto nel corso del 2020 sono stati pari a circa 32 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.

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

Inoltre Eni opera congiuntamente con la Società di Stato Kaz-MunayGas (KMG) il blocco Isatay (Eni 50%) nonché il blocco Abay (Eni 50%) a seguito degli accordi firmati nel luglio 2019. I blocchi si trovano nelle acque kazake del Mar Caspio.

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 4.600 chilometri quadrati (775 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 La produzione del giacimento nel 2020 è stata di 347 mila barili/giorno (circa 57 mila barili/giorno in quota Eni) e circa 11 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (circa 2 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni).

Il gas trattato è diretto alla compagnia di Stato nazionale KazTransGas e i volumi restanti sono utilizzati per la produzione di fuel gas. Il gas non trattato (circa il 43%) è reiniettato nel giacimento. La produzione di liquidi è stabilizzata presso Bolashak per la successiva commercializzazione sui mercati occidentali attraverso il Caspian Pipeline Consortium (Eni 2%) e tramite la pipeline Atyrau-Samara.

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

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 La produzione di Karachaganak nell'anno è stata di 239 mila barili/giorno di liquidi (circa 53 mila barili/giorno in quota Eni) e 27 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (6 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni). L'attività operativa è condotta producendo liquidi (condensati e olio) dalle parti più profonde del giacimento e utilizzando circa il 50% 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 Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak: (i) sono in corso di esecuzione il progetto Karachaganak Debottlenecking e la realizzazione di una quarta unità di reiniezione gas; e (ii) completata la fase di Front End Engineering Design del Karachaganak Expansion Project (KEP). In particolare, il progetto KEP per l'incremento della capacità di reiniezione di gas è stato suddiviso in fasi. Le prime attività del programma di sviluppo, sanzionate alla fine dell'anno, includono la realizzazione di una sesta linea di iniezione, la perforazione di tre nuovi pozzi iniettori e una nuova unità di compressione gas. L'avvio è previsto nel 2024. Inoltre, il progetto prevede un'ulteriore fase con l'installazione di una nuova unità di trattamento e di un'ulteriore unità di compressione.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare, continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; e (ii) realizzazione di asili e scuole, manutenzione di ponti e strade, costruzione di centri sportivi.

RESTO DELL'ASIA

EMIRATI ARABI UNITI

Eni è presente negli Emirati Arabi Uniti dal 2018 a seguito dell'acquisizione di una quota del 5% nella concessione di Lower Zakum ed una quota del 10% nella Concessione di Umm Shaif/Nasr. Entrambe le concessioni, della durata di 40 anni, sono nell'offshore di Abu Dhabi con una produzione ad olio, condensati e gas.

Nella fase di esplorazione Eni è operatore: (i) con una quota del 70% nei Blocchi esplorativi 1 e 2 nell'offshore di Abu Dhabi. Il commitment della prima fase esplorativa prevede studi esplorativi per il Blocco 1 e la perforazione di due pozzi esplorativi e di un pozzo di appraisal nel Blocco 2; (ii) delle tre concessioni onshore aree A (Eni 75%), C (Eni 75%) e B (Eni 50%) nell'Emirato di Sharjah; e (iii) con una quota del 90% nella concessione offshore del Blocco A nell'Emirato di Ras al Khaimah.

Inoltre, nella fase di appraisal/sviluppo Eni partecipa con una quota del 25% nella concessione offshore di Ghasha, dove è stata sanzionata la FID del progetto Dalma Gas Development. La concessione, della durata di 40 anni, include i giacimenti a gas Hail, Ghasha, Dalma e altri campi offshore situati nella regione di Al Dhafra.

Nell'anno è stata acquisita con il ruolo di operatore il Blocco esplorativo 3 (Eni 70%), nell'offshore di Abu Dhabi. Il commitment della prima fase esplorativa prevede studi esplorativi, la perforazione di un pozzo esplorativo e di appraisal.

Inoltre nell'aprile 2021 è stato assegnato il Blocco 7 (Eni 90%), situato nell'onshore di Ras Al Khaimah.

L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 32.190 chilometri quadrati (18.680 chilometri quadrati in quota Eni).

Produzione La produzione dell'anno è stata di 48 mila boe/giorno in quota Eni fornita dai giacimenti di Lower Zakum, Umm Shaif e Nasr.

Nel gennaio 2021 è stata avviata la produzione del campo di Mahani, situato nella Concessione onshore Area B dell'Emirato di Sharjah. Lo start-up è avvenuto entro un anno dalla dichiarazione di scoperta, avvenuta nel gennaio 2020, e in meno di 2 anni dalla firma del contratto petrolifero. Le attività di sviluppo per le quali è stata presa la decisione finale d'investimento prevedono il progressivo ramp-up della produzione attraverso il collegamento di ulteriori due pozzi produttori la cui perforazione è stata già programmata.

INDONESIA

Eni è presente in Indonesia dal 2001; nel 2020 la produzione in quota Eni è stata di 48 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.

Nel corso del 2020 è stata acquisita con il ruolo di operatore la licenza esplorativa West Ganai (Eni 40%).

La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 21.277 chilometri quadrati (14.184 chilometri quadrati in quota Eni) su un totale di 13 blocchi.

Sono proseguite 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.

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

Produzione La produzione deriva principalmente 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.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto offshore a gas di Merakes nel blocco operato East Sepinggan (Eni 65%). Il progetto prevede la perforazione e il completamento di cinque pozzi sottomarini che verranno collegati all'unità galleggiante di produzione (Floating Production Unit - FPU) del giacimento in produzione di Jangkrik. Il gas prodotto, dopo essere stato trattato dalla FPU, sarà 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 spot nel mercato domestico. Nell'aprile 2021 è stato conseguito lo start-up produttivo.

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 2020 ha prodotto 45 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 produttivo di plateau pari a 700 mila barili/giorno. La capacità produttiva e le principali facility per raggiungere il target produttivo sono state già installate. Le riserve presenti nel giacimento saranno messe progressivamente in produzione attraverso la perforazione di pozzi produttivi addizionali nei prossimi anni.

Continua l'impegno di Eni con progetti in ambito scolastico, sanitario, ambientale e di accesso all'acqua. In particolare: (i) avviate le attività per la costruzione di una nuova scuola a Zubair City; (ii) sono proseguite le attività di revamping di due impianti di acqua per arrivare alla distribuzione di circa 30 milioni di litri di acqua potabile al giorno; e (iii) proseguono le attività per l'ampliamento del Basra Children Cancer e la fornitura di attrezzature sanitarie.

PAKISTAN

Eni è presente in Pakistan dal 2000; nel 2020 la produzione in quota Eni è stata di 15 mila boe/giorno, essenzialmente gas, su di una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 5.885 chilometri quadrati (2.313 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione di Eni sono regolate da contratti di concessione (attività onshore) e Production Sharing Agreement (attività offshore).

Nel marzo 2021, Eni ha definito un accordo per la cessione di tutte le attività nel Paese, che comprendono le partecipazioni in otto licenze in sviluppo e produzione, all'operatore locale Pri-

me International Oil & Gas Company. In particolare, l'accordo include la cessione dei giacimenti operati di Bhit/Badhra (Eni 40%) e Kadanwari (Eni 18,42%) nonché la quota di partecipazione nei permessi di Latif (Eni 33,3%), Zamzama (Eni 17,75%) e Sawan (Eni 23,7%).

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 (1.620 chilometri quadrati in quota Eni).

Eni partecipa nel Blocco in produzione PSC-TL-SO-T 19-13 con una quota del 10,99%, a seguito del trattato firmato tra Australia e Timor Leste nel 2019. Eni partecipa in un'altra licenza in produzione.

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 108 mila boe/giorno (10 mila boe/giorno in quota Eni) nel 2020. 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.

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 5.469 chilometri quadrati (3.106 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, Miztón e Tecoalli.

Nella fase esplorativa Eni è operatore delle licenze di Area 10 (Eni 65%), Area 14 (Eni 60%) e Area 7 (Eni 45%) nel bacino di Sureste, nonché nelle licenze di Area 24 (Eni 65%) e Area 28 (Eni 75%) nel bacino di Cuenca Salina. Inoltre Eni partecipa con una quota del 40% nell'Area 12 e del 15% nell'Area 9.

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 2020 ha prodotto 14 mila boe/giorno.

Sviluppo Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato il programma di sviluppo full field di Area 1. In particolare, nel corso dell'anno è stata completata l'attività di drilling di svi-

luppo con incremento dei pozzi produttori e collegamento alla piattaforma produttiva Miztón. L'ulteriore fase del progetto riguarda la messa in produzione della scoperta Amoca attraverso l'installazione di un ulteriore piattaforma produttiva in fase di realizzazione e la riconversione e upgrading di una FPSO che sarà completata nel corso del 2021 con tutte le facility di collegamento e trattamento. L'avvio produttivo è atteso nel 2022. Nel corso del 2020 è stata avviata la fase di FEED per le ultime due piattaforme produttive.

Nell'ambito degli accordi di collaborazione con le Autorità locali sull'individuazione di iniziative nel campo della salute, dell'educazione, dell'ambiente nonché della diversificazione economica a supporto della disoccupazione, nel corso dell'anno le attività hanno riguardato: (i) programmi per la fornitura alimentare; (ii) ristrutturazione di edifici scolastici e realizzazione di strade; (iii) campagne di screening medico infantile; (iv) iniziative volte all'individuazione di progetti a supporto dell'occupazione giovanile; e (v) monitoraggi ambientali. L'obiettivo degli accordi siglati è quello di definire ulteriori progetti con l'obiettivo di contribuire allo sviluppo sostenibile delle aree prossime all'attività Eni nel Paese.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta offshore a olio di Saasken nella licenza Area 10.

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 1.944 chilometri quadrati (1.198 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2020 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 61 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 41 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 18 come operatore.

Produzione I principali giacimenti operati sono Allegheny e Appaloosa (Eni 100%), Pegasus (Eni 85%), Longhorn, Devils Towers e Triton (Eni 75%). Inoltre, Eni partecipa nei giacimenti di Europa (Eni 32%), Medusa (Eni 25%), Lucius (Eni 8,5%), K2 (Eni 13,4%), Frontrunner (Eni 37,5%) e Heidelberg (Eni 12,5%). La produzione nel 2020 è stata di 31 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 3 mila boe/giorno in quota Eni.

Alaska

Eni partecipa in 151 blocchi di esplorazione e sviluppo.

Produzione I principali giacimenti sono Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Oooguruk (Eni 100%, operatore) con una produzione complessiva nel 2020 pari a circa 27 mila barili/giorno in quota Eni.

VENEZUELA

Eni è presente in Venezuela dal 1998; nel 2020 la produzione in quota Eni è stata di 42 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 2020 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 17 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 3.508 chilometri quadrati (2.877 chilometri quadrati in quota Eni). La principale area di produzione partecipate da Eni si trovano nei blocchi WA-33-L (Eni 100%). Inoltre Eni partecipa in 3 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 FORESTRY

All'interno del processo di decarbonizzazione, uno dei pilastri e delle linee di azione adottate da Eni, sono le iniziative per la protezione, conservazione e gestione sostenibile delle foreste, principalmente nei Paesi in via di sviluppo che, nell'ambito delle strategie di mitigazione dei cambiamenti climatici, sono considerati tra i più rilevanti a livello internazionale.

Un punto chiave di tale approccio sono i progetti inquadrati nel cosiddetto schema REDD+ (Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation). Lo schema REDD+ è stato concepito dalle Nazioni Unite (in particolare nell'ambito dell'UNFCCC - United Nations Framework Convention on Climate Change, Convenzione sui cambiamenti climatici) e prevede attività di conservazione delle foreste con gli obiettivi di ridurre le emissioni e migliorare la capacità di

stoccaggio naturale della CO₂, favorendo, 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. Proprio all'interno di tale schema si inseriscono le attività di Eni nel campo della tutela delle foreste: affiancando i Governi dei Paesi, le comunità locali e le Agenzie delle Nazioni Unite dedicate, supporta strategie REDD+, in coerenza con gli NDC (Nationally Determined Contributions) e i Piani di Sviluppo Nazionali e, in particolare, con gli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDGs) delle Nazioni Unite.

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

La partecipazione diretta nei progetti risulta fondamentale, non solo per garantire l'aderenza allo schema REDD+, ma anche per consentire l'allineamento agli standard più elevati per la certificazione della riduzione delle emissioni di carbonio e delle ricadute sociali e ambientali (quali Verified Carbon Standard - VCS e Climate Community & Biodiversity Standards - CCB), riconosciuti a livello internazionale e coerenti con gli standard qualitativi che Eni intende raggiungere.

L'ingresso di Eni nei progetti forestry è stato sancito con l'accordo con BioCarbon Partners, attraverso il quale ha acquisito il ruolo di membro attivo nella governance del Luangwa Community Forests Project (LCFP) in Zambia.

Il progetto LCFP copre un'area di circa 1 milione di ettari, coinvolge oltre 170.000 beneficiari anche con iniziative di diversificazione economica, ed è, al momento, uno dei più grandi progetti REDD+ in Africa ad aver ottenuto da parte di VERRA, organizzazione no-profit leader nella certificazione dei crediti di carbonio generati, la validazione CCB (Climate, Community and Biodiversity) 'Triple Gold' standard per il suo eccezionale impatto sociale e ambientale.

Eni si è impegnata ad acquistare i crediti di carbonio generati dal progetto fino al 2038. In particolare, nel novembre 2020 è stata conseguita la prima compensazione di emissioni GHG equivalenti a 1,5 milioni di tonnellate di CO₂ con i crediti generati dal progetto LCFP.

Eni sta continuando a valutare ulteriori iniziative in diversi Paesi attraverso l'avvio di altre partnership con governi e sviluppatori internazionali in Africa (Angola, Repubblica Democratica del Congo, Ghana, Malawi, Mozambico e Zambia), America latina (Colombia e Messico) ed Asia (Vietnam e Malesia). L'obiettivo nel medio-lungo termine è una progressiva crescita di tali iniziative fino a disporre di un portafoglio annuale di crediti di carbonio in grado di compensare oltre 6 milioni di tonnellate di CO₂ entro il 2024, oltre 20 milioni di tonnellate nel 2030 nonché oltre 40 milioni di tonnellate entro il 2050.

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
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019	333	89	974	1.225	1.453	1.108	742	268	95	6.287
<i>di cui: sviluppate</i>	258	82	553	1.033	863	1.046	372	182	61	4.450
<i>non sviluppate</i>	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
<i>di cui: sviluppate</i>		330	16		23			335		704
<i>non sviluppate</i>		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
Vita utile residua delle riserve	(anni)	6,2	6,5	8,6	10,4	10,7	20,0	13,7	13,5	10,9
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	(131)		(89)	(7)	43	225	314	47	33
Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve		(131)		(89)	(7)	43	225	314	47	33

(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	
<i>di cui: sviluppate</i>	336	99	582	764	895	925	403	170	87	4.261	
<i>non sviluppate</i>	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	
<i>di cui: sviluppate</i>		205	14		17			347		583	
<i>non sviluppate</i>		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	
Vita utile residua delle riserve	(anni)	7,4	11,1	7,1	9,5	11,1	20,1	10,8	15,5	13,6	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	(111)	115	67	84	166	176	174	(33)	(329)	92
Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve		(111)	417	67	84	164	176	161	(31)	(329)	117

(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
Vita utile residua delle riserve	(anni)	8,6	6,6	7,1	11,3	11,0	20,5	10,8	14,5	10,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	112	21	79	398	37	(62)	9	69	100
Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve		112	21	79	253	37	(62)	518	58	124

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
2020										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2019	194	41	468	264	694	746	491	225	1	3.124
<i>di cui: sviluppate</i>	137	37	301	149	519	682	245	148	1	2.219
<i>non sviluppate</i>	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
<i>di cui: sviluppate</i>		219	12		7			31		269
<i>non sviluppate</i>		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
<i>di cui: sviluppate</i>	169	219	306	203	546	547	81	144	5	2.220
<i>non sviluppate</i>	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
<i>di cui: sviluppate</i>			12		6			25		43
<i>non sviluppate</i>					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
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
<i>di cui: sviluppate</i>	18.592	6.840	38.927	135.274	52.609	55.743	19.403	5.282	9.118	341.788
<i>non sviluppate</i>	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
<i>di cui: sviluppate</i>		16.914	388		2.520			46.661		66.483
<i>non sviluppate</i>		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
<i>di cui: sviluppate</i>	27.744	8.502	40.967	94.332	52.973	52.263	23.271	4.351	12.796	317.199
<i>non sviluppate</i>	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
<i>di cui: sviluppate</i>		7.816	382		1.633			48.613		58.444
<i>non sviluppate</i>		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
<i>di cui: sviluppate</i>	27.962	21.829	34.913	40.228	47.949	53.179	24.376	4.842	14.709	269.987
<i>non sviluppate</i>	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
<i>di cui: sviluppate</i>			371		2.348		41	51.505		54.265
<i>non sviluppate</i>					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 GIORNALIERA DI IDROCARBURI^{(a)(b)(c)}

	(migliaia di boe/giorno)	2020	2019	2018
SOCIETÀ CONSOLIDATE				
Italia		107	123	138
Resto d'Europa		52	55	194
Croazia				2
Norvegia				134
Regno Unito		52	55	58
Africa Settentrionale		255	379	392
Algeria		81	83	85
Libia		168	291	302
Tunisia		6	5	5
Egitto		291	354	300
Africa Sub-Sahariana		345	363	337
Angola		100	113	127
Congo		73	87	92
Ghana		41	42	18
Nigeria		131	121	100
Kazakhstan		163	150	143
Resto dell'Asia		176	179	177
Cina		1	1	1
Emirati Arabi Uniti		48	51	40
Indonesia		48	59	71
Iraq		45	41	34
Pakistan		15	19	20
Timor Leste		10		
Turkmenistan		9	8	11
America		75	68	75
Ecuador			6	12
Messico		14	4	
Stati Uniti		61	58	56
Trinidad e Tobago				7
Australia e Oceania		17	28	23
Australia		17	28	23
		1.481	1.699	1.779
SOCIETÀ IN JOINT VENTURE E COLLEGATE				
Angola		23	23	19
Indonesia				1
Norvegia		185	108	
Tunisia		2	3	4
Venezuela		42	38	48
		252	172	72
Totale		1.733	1.871	1.851

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

(b) 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.

(c) 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 GIORNALIERA DI PETROLIO E CONDENSATI

	(migliaia di barili/giorno)	2020	2019	2018
SOCIETÀ CONSOLIDATE				
Italia		47	53	60
Resto d'Europa		23	23	113
Norvegia				89
Regno Unito		23	23	24
Africa Settentrionale		112	166	154
Algeria		53	62	65
Libia		56	101	86
Tunisia		3	3	3
Egitto		64	75	77
Africa Sub-Sahariana		218	249	244
Angola		89	102	111
Congo		49	59	65
Ghana		24	24	15
Nigeria		56	64	53
Kazakhstan		110	100	94
Resto dell'Asia		88	86	77
Cina		1	1	1
Emirati Arabi Uniti		46	49	39
Indonesia		1	2	3
Iraq		31	27	28
Timor Leste		2		
Turkmenistan		7	7	6
America		57	55	52
Ecuador			6	12
Messico		12	4	
Stati Uniti		45	45	40
Australia e Oceania			2	2
Australia			2	2
		719	809	873
SOCIETÀ IN JOINT VENTURE E COLLEGATE				
Angola		4	4	3
Norvegia		116	74	
Tunisia		2	3	3
Venezuela		2	3	8
		124	84	14
Totale		843	893	887

PRODUZIONE GIORNALIERA DI GAS NATURALE

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

PRODUZIONE VENDUTA DI IDROCARBURI

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

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

PRINCIPALI AREE SVILUPPATE E NON SVILUPPATE AL 31 DICEMBRE 2020

	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		312	15.284	9.335	63.741	30.506		114	95
Italia	1926	129	9.578	7.951	7.220	5.681	Onshore/Offshore	64	49
Resto d'Europa		183	5.706	1.384	56.521	24.825		50	46
Albania	2020	1			587	587	Onshore		
Cipro	2013	7			25.474	13.988	Offshore		1
Groenlandia	2013	2			4.890	1.909	Offshore		
Montenegro	2016	1			1.228	614	Offshore		
Norvegia	1965	136	4.799	772	20.868	5.481	Offshore	40	42
Regno Unito	1964	34	907	612	773	363	Offshore	10	3
Altri Paesi		2			2.701	1.883	Offshore		
AFRICA		255	48.458	12.333	232.341	116.834		268	153
Africa Settentrionale		71	12.213	5.312	55.419	25.721		73	56
Algeria	1981	49	6.742	2.818	3.982	1.914	Onshore	40	35
Libia	1959	11	1.963	958	24.673	12.336	Onshore/Offshore	11	15
Marocco	2016	1			23.900	10.755	Offshore		
Tunisia	1961	10	3.508	1.536	2.864	716	Onshore/Offshore	22	6
Egitto	1954	57	5.638	2.109	14.984	5.275	Onshore/Offshore	41	23
Africa Sub-Sahariana		127	30.607	4.912	161.938	85.838		154	74
Angola	1980	47	8.158	1.035	13.146	4.604	Onshore/Offshore	59	26
Congo	1968	21	1.164	678	1.320	628	Onshore/Offshore	16	5
Costa d'Avorio	2015	4			3.747	3.372	Offshore		
Gabon	2008	3			2.931	2.931	Onshore/Offshore		1
Ghana	2009	3	226	100	930	395	Offshore	1	1
Kenia	2012	6			50.677	43.948	Offshore		
Mozambico	2007	10			25.304	4.349	Offshore		6
Nigeria	1962	32	21.059	3.099	8.206	3.340	Onshore/Offshore	78	35
Sudafrica	2014	1			55.677	22.271	Offshore		
ASIA		69	12.994	3.343	271.271	151.502		24	24
Kazakhstan	1992	7	2.391	442	3.853	1.505	Onshore/Offshore	2	3
Resto dell'Asia		62	10.603	2.901	267.418	149.997		22	21
Bahrain	2019	1			2.858	2.858	Offshore		
Cina	1984	4	68	11			Offshore	3	
Emirati Arabi Uniti	2018	10	3.214	349	28.976	18.331	Onshore/Offshore	3	10
Indonesia	2001	13	2.605	1.029	18.672	13.155	Onshore/Offshore	2	7
Iraq	2009	1	1.074	446			Onshore	1	
Libano	2018	2			3.653	1.461	Offshore		
Myanmar	2014	3			13.750	10.015	Onshore/Offshore		
Oman	2017	3			102.016	58.955	Offshore		
Pakistan	2000	13	3.442	886	2.443	1.427	Onshore/Offshore	10	1
Russia	2007	2			53.930	17.975	Offshore		
Timor Leste	2006	4			2.612	1.620	Offshore	1	3
Turkmenistan	2008	1	200	180			Offshore	2	
Vietnam	2013	4			23.908	20.956	Offshore		
Altri Paesi		1			14.600	3.244	Offshore		
AMERICA		157	2.267	1.020	15.274	8.699		37	22
Messico	2015	10	14	14	5.455	3.092	Offshore	1	3
Stati Uniti	1968	134	992	509	952	689	Onshore/Offshore	34	16
Venezuela	1998	6	1.261	497	1.543	569	Onshore/Offshore	2	2
Altri Paesi		7			7.324	4.349	Offshore		1
AUSTRALIA E OCEANIA		5	328	328	3.180	2.549		1	1
Australia	2001	5	328	328	3.180	2.549	Offshore	1	1
Totale		798	79.331	26.359	585.807	310.090		444	295

(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)	2020	2019	2018
Europa		39.841	38.028	46.332
Italia		13.632	13.732	14.987
Resto d'Europa		26.209	24.296	31.345
Africa		129.167	163.625	165.699
Africa Settentrionale		31.033	31.873	33.932
Egitto		7.384	7.613	5.248
Africa Sub-Sahariana		90.750	124.139	126.519
Asia		154.845	142.696	181.414
Kazakhstan		1.947	2.160	1.543
Resto dell'Asia		152.898	140.536	179.871
America		9.719	10.703	9.303
Australia e Oceania		2.877	2.802	3.757
Totale		336.449	357.854	406.505

PREZZI MEDI DI REALIZZO

Petrolio e condensati	(\$/barile)	2020		2019		2018	
		CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Italia		34,58		55,55		61,58	
Resto d'Europa		32,82	35,23	58,92	58,88	64,51	
Africa Settentrionale		38,33	18,16	57,91	18,06	65,95	17,92
Egitto		36,66		54,78		62,97	
Africa Sub-Sahariana		39,99	17,13	63,45	23,72	68,76	39,48
Kazakhstan		37,37		59,06		66,78	
Resto dell'Asia		37,69		62,81		68,35	49,86
America		33,03	27,20	54,00	59,94	57,22	54,86
Australia e Oceania		17,45		52,93		68,72	
		37,56	34,21	59,62	55,93	65,79	45,19

Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	2020		2019		2018	
Italia		111,83		177,86		295,65	
Resto d'Europa		110,08	114,89	174,93	179,03	282,31	
Africa Settentrionale		152,83	222,44	219,47	255,57	175,73	126,57
Egitto		168,81		180,74		171,36	
Africa Sub-Sahariana		97,69	139,08	103,98	217,50	84,14	335,70
Kazakhstan		24,43		28,73		27,08	
Resto dell'Asia		144,63		209,86		215,94	329,36
America		74,34	154,48	86,99	152,78	83,93	151,10
Australia e Oceania		135,57		155,98		169,65	
		133,07	131,94	174,58	174,64	182,80	197,55

Idrocarburi	(\$/boe)	2020		2019		2018	
Italia		25,28		40,24		53,01	
Resto d'Europa		23,94	29,17	39,84	49,76	56,07	
Africa Settentrionale		30,28	19,36	44,86	19,39	43,34	18,14
Egitto		28,03		33,67		36,22	
Africa Sub-Sahariana		32,06	19,97	53,08	30,84	58,59	48,79
Kazakhstan		27,22		42,21		46,98	
Resto dell'Asia		31,31		50,31		50,98	50,64
America		29,57	23,39	48,37	25,67	46,63	28,59
Australia e Oceania		20,35		26,32		28,99	
		29,20	27,33	43,73	41,71	48,04	33,63

Gruppo Eni	2020	2019	2018
Petrolio e condensati (\$/barile)	37,06	59,26	65,47
Gas Naturale (\$/migliaia di metri cubi)	132,95	174,59	183,74
Idrocarburi (\$/boe)	28,92	43,54	47,48

PERFORAZIONE ESPLORATIVA

	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
	2020		2019		2018		2020	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
(numero)								
Italia				0,5		1,8		
Resto d'Europa	0,8	0,4	0,3	1,4		0,5	16,0	3,3
Africa Settentrionale	0,5	1,5	0,5			0,5	9,0	7,5
Egitto	0,7	1,5	4,5	1,5	1,7	1,5	15,0	11,8
Africa Sub-sahariana	0,1	0,9	0,5	0,9	0,4		33,0	17,8
Kazakhstan		1,1						
Resto dell'Asia	0,8	0,9		1,7	2,2	2,6	11,0	4,5
America		0,6				4,0	1,0	0,8
Australia e Oceania				0,5			1,0	0,3
	2,9	6,9	5,8	6,5	10,1	5,1	86,0	46,0

PERFORAZIONE DI SVILUPPO

	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress	
	2020		2019		2018		2020	
	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
(numero)								
Italia			3,0		3,0			
Resto d'Europa	2,8		3,3		2,8	0,3	24,0	5,0
Africa Settentrionale	4,3		5,0	1,1	9,6	0,5	3,0	1,5
Egitto	23,2		33,5		30,7		3,0	1,4
Africa Sub-Sahariana	1,2		7,0		7,3	0,1	5,0	0,9
Kazakhstan	0,3		0,9		0,9			
Resto dell'Asia	23,2	0,4	27,3	2,2	21,9		17,0	3,4
America	2,0		2,1		2,3		6,0	2,0
Australia e Oceania					0,8			
	57,0	0,4	82,1	3,3	79,3	0,9	58,0	14,2

POZZI PRODUTTIVI^(d)

	(numero)	2020			
		Petrolio		Gas naturale	
		totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia		205,0	159,2	396,0	341,6
Resto d'Europa		633,0	109,5	183,0	48,6
Africa Settentrionale		612,0	258,1	127,0	67,9
Egitto		1.233,0	527,3	144,0	44,3
Africa Sub-Sahariana		2.589,0	524,8	194,0	24,1
Kazakhstan		207,0	56,7	1,0	0,3
Resto dell'Asia		1.012,0	369,5	180,0	60,8
America		253,0	130,6	284,0	81,6
Australia e Oceania				2,0	2,0
		6.744,0	2.135,7	1.511,0	671,2

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

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

(d) Include 1.369 (349,0 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
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 ^(b)	(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) 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 €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 ritardare 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 adempita 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	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^(b)	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^(b)		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^(b)	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^{(b)(c)}		9.160	25		1.203		12	1.099		11.499

(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 €843 milioni nel 2020 e €878 milioni nel 2019 per le società consolidate e per €170 milioni nel 2020 e €166 milioni nel 2019 per le società in joint venture e collegate.

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

COSTI SOSTENUTI^(a)

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2020										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			55	2						57
Costi di ricerca	19	20	69	67	61	7	176	63	1	483
Costi di sviluppo ^(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
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 ^(b)	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 ^(c)		1.574	4		5			37		1.620
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate^(d)		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 ^(b)	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 ^(c)			3					(16)		(13)
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			5				103	(16)		92

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

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

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

(d) 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 ATTUALIZZATI¹

(€ 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 sul 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 sul 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 sul 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 sul 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 sul 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 sul 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

(1) 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 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
2020			
Valore al 31 dicembre 2019	45.487	5.410	50.897
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(10.046)	(1.490)	(11.536)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(34.188)	(5.324)	(39.512)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	123	142	265
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	792	(834)	(42)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.147	1.192	5.339
- revisioni delle quantità stimate	36	(285)	(249)
- effetto dell'attualizzazione	7.136	1.065	8.201
- variazione netta delle imposte sul reddito	13.336	3.814	17.150
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve			
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(2.437)	(384)	(2.821)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(21.101)	(2.104)	(23.205)
Valore al 31 dicembre 2020	24.386	3.306	27.692

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

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

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

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Acquisto di riserve proved e unproved		57	400	869
Africa Settentrionale		55	135	
Egitto		2	1	
Resto dell'Asia			23	869
America			241	
Esplorazione		283	586	463
Italia				1
Resto d'Europa		9	43	52
Africa Settentrionale		42	71	20
Egitto		48	86	80
Africa Sub-Sahariana		20	128	22
Kazakhstan		4	7	
Resto dell'Asia		124	141	140
America		36	74	146
Australia e Oceania			36	2
Sviluppo		3.077	5.931	6.506
Italia		229	289	380
Resto d'Europa		107	110	600
Africa Settentrionale		220	536	525
Egitto		393	1.481	2.205
Africa Sub-Sahariana		624	1.406	1.635
Kazakhstan		178	371	193
Resto dell'Asia		916	1.028	550
America		402	695	381
Australia e Oceania		8	15	37
Altro		55	79	63
		3.472	6.996	7.901

Global Gas & LNG Portfolio

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	1,15	0,56	0,51
<i>di cui: dipendenti</i>		0,99	0,96	0,40
<i>contrattisti</i>		1,37	0,00	0,69
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	7.051	11.779	14.807
Utile (perdita) operativo		(332)	431	387
Utile (perdita) operativo adjusted		326	193	278
Utile (perdita) netto adjusted		211	100	118
Investimenti tecnici		11	15	26
Vendite gas naturale ^(a)	(miliardi di metri cubi)	64,99	72,85	76,60
Italia		37,30	37,98	39,17
Resto d'Europa		23,00	26,72	29,17
<i>di cui: Importatori in Italia</i>		3,67	4,37	3,42
<i> Mercati europei</i>		19,33	22,35	25,75
Resto del mondo		4,69	8,15	8,26
Vendite di GNL ^(b)		9,5	10,1	10,3
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	700	711	734
- <i>di cui all'estero</i>		410	418	416
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ e)	0,36	0,25	0,62

(a) Include vendite intercompany.

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

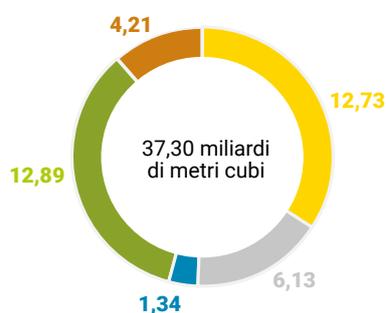
Il business Global Gas & LNG Portfolio (GGP) è focalizzato sull'attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas.

VENDITE GAS ITALIA

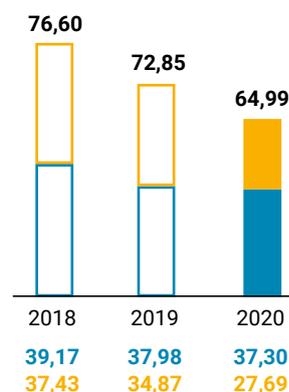
(miliardi di metri cubi)

VENDITE GAS MONDO

■ PSV e borsa ■ Termoelettrici ■ Industriali
■ Autoconsumi ■ Grossisti



■ Vendite in Italia
■ Vendite internazionali



1. MERCATO

1.1 GAS NATURALE

Attività di approvvigionamento

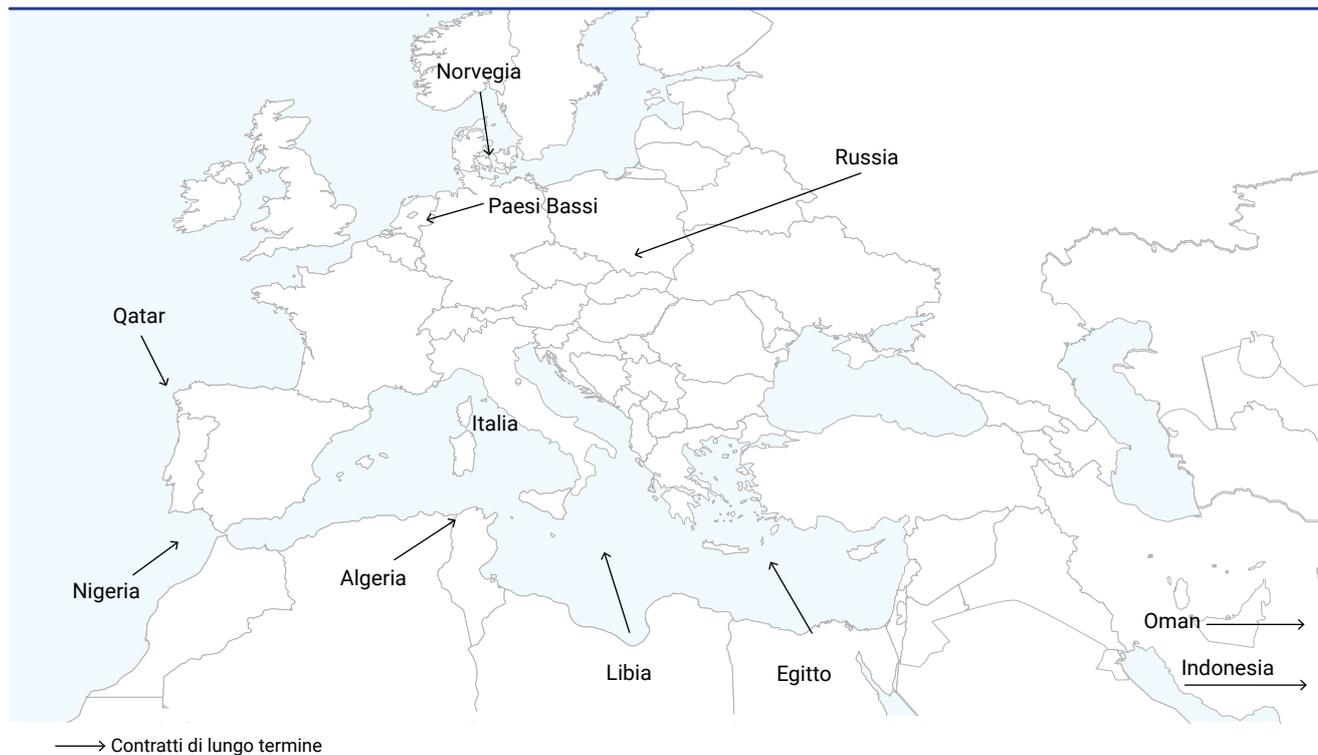
L'attività di approvvigionamento è attività libera, non soggetta a regolamentazione. I prezzi sono determinati dall'incontro tra domanda e offerta a seguito di libere negoziazioni tra le società di commercializzazione e i produttori di gas naturale. Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel 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. Negli ultimi anni sono stati rinegoziati alcuni dei principali contratti di approvvigionamento gas a lungo termine, ottenendo un miglior allineamento dei livelli e delle dinamiche dei prezzi alle mutate condizioni di mercato. 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.

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 62,16 miliardi di metri cubi in riduzione di 8,26 miliardi di metri cubi, pari al 11,7%, rispetto al 2019.

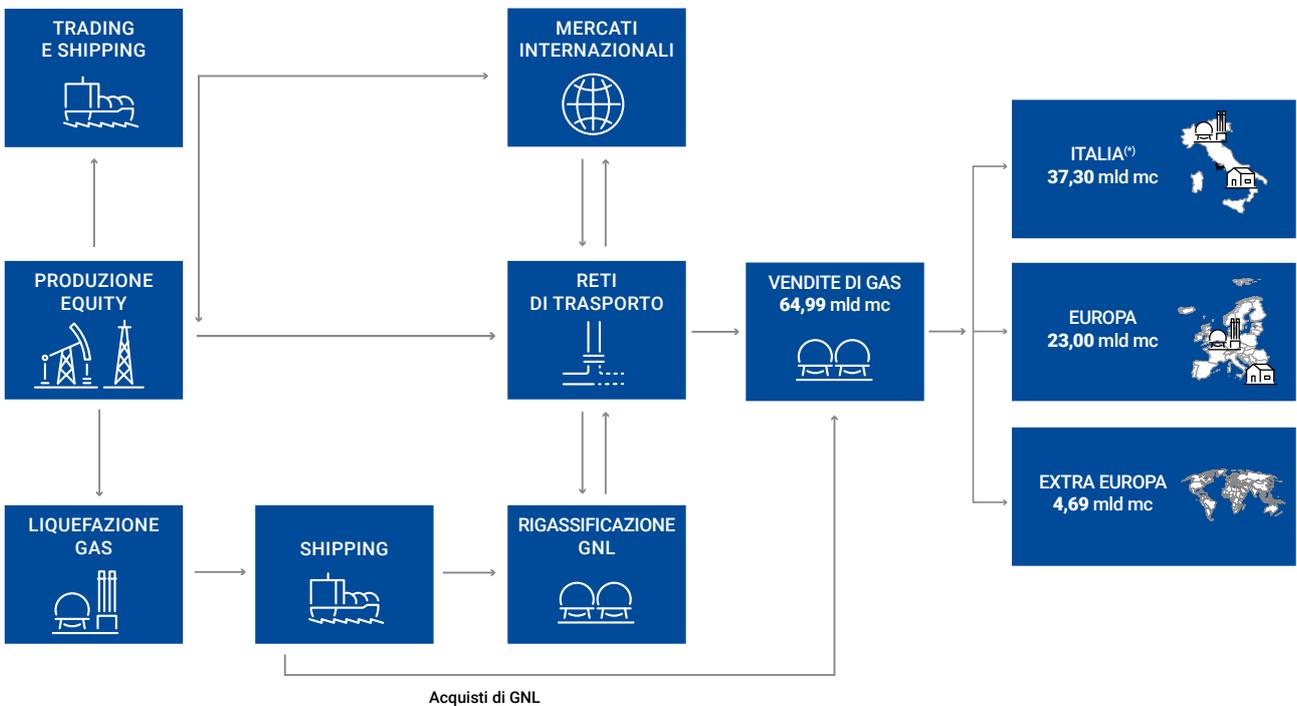
I volumi di gas approvvigionati all'estero (54,69 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa l'88% del totale, sono diminuiti rispetto al 2019 (-10,16 miliardi di metri cubi; -15,7%) principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati nei Paesi Bassi (-3,01 miliardi di metri cubi), in Russia (-1,87 miliardi di metri cubi), in Algeria (-1,44 miliardi di metri cubi), in Libia (-1,42 miliardi di metri cubi) parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Norvegia (+0,76 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (7,47 miliardi di metri cubi) sono in aumento del 34,1% rispetto al periodo di confronto.

APPROVVIGIONAMENTO ENI DI GAS NATURALE



CICLO DEL VALORE DEL BUSINESS GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO

Il business 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.



(*) Inclusi gli autoconsumi.

DISPONIBILITÀ E VENDITA DI GAS NATURALE

(miliardi metri cubi)



(*) Sono inclusi i volumi di gas commercializzati a Eni gas e luce.

Commercializzazione in Italia ed Europa

In uno scenario caratterizzato dalla crescente pressione competitiva e dalla contrazione della domanda (circa -5% e -3% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2019), le vendite di gas naturale di 64,99 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite del-

le società collegate valutate a equity) hanno evidenziato una flessione di 7,86 miliardi di metri cubi rispetto al 2019, pari al 10,8% anche a causa della recessione economica dovuta alla pandemia COVID-19 con prelievi ridotti in particolare nei segmenti termoelettrico e industriale.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

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

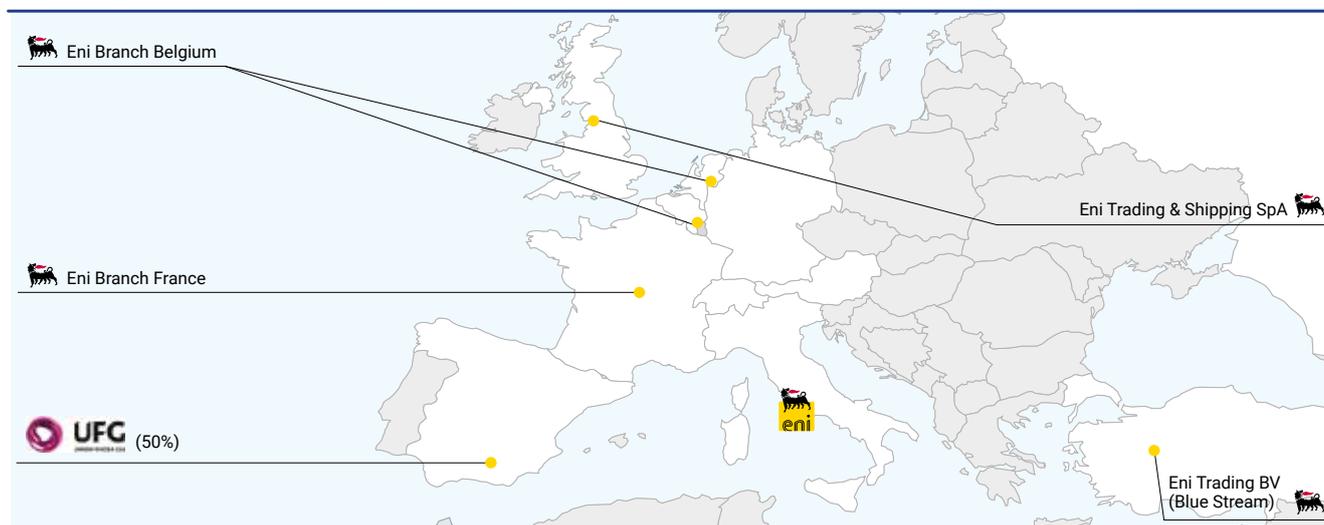
Le vendite in Italia pari a 37,30 miliardi di metri cubi sono in riduzione dell'1,8%, principalmente per effetto delle minori vendite al settore termoelettrico ed industriale, in parte compensate dai maggiori volumi commercializzati all'Hub. In diminuzione i ritiri degli importatori in Italia (3,67 miliardi di metri cubi; -16% rispetto al 2019) a seguito della ridotta disponibilità di gas libico.

Le vendite sui mercati europei di 19,33 miliardi di metri cubi sono in

diminuzione del 13,5% (-3,02 miliardi di metri cubi) rispetto al 2019. Le vendite nei mercati extra europei pari a 4,69 miliardi di metri cubi hanno registrato una riduzione del 42,5% rispetto allo scorso esercizio (-3,46 miliardi di metri cubi) a seguito dei minori volumi commercializzati negli Stati Uniti e delle minori vendite di GNL nei mercati del Far East.

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

PRESENZA GLOBAL GAS & LNG PORTFOLIO IN EUROPA



La percentuale indicata rappresenta la quota di possesso Eni al 31 dicembre 2020.

Benelux

Eni è attiva in Benelux nei segmenti industriali, grossista, termoelettrico. Nel 2020 le vendite ammontano a 3,58 miliardi di metri cubi, in riduzione di 0,20 miliardi di metri cubi rispetto al 2019 (pari a -5,3%) a seguito dei minori volumi commercializzati al segmento industriale e termoelettrico, in parte compensati da 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 2020, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 5,01 miliardi di metri cubi con un incremento di 0,54 miliardi di metri cubi, pari al 12,1%, rispetto al 2019 principalmente per ottimizzazione del portafoglio.

Germania/Austria

Eni è presente nel mercato tedesco del gas naturale e nel 2020 ha venduto 0,35 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con un decremento di 1,84 miliardi di metri cubi, pari all'84% rispetto all'anno precedente per effetto dell'ottimizzazione di portafoglio e dei minori volumi venduti alle compagnie locali di distribuzione.

Spagna

Eni era presente nel 2020 nel mercato spagnolo del gas naturale attraverso la joint venture Unión Fenosa Gas (UFG - Eni 50%), attiva nell'approvvigionamento e nella vendita di gas naturale ai clienti del settore industriale, grossisti e termoelettrico. Nel 2020, le vendite in Spagna di Eni sono state di 3,94 miliardi di metri cubi, in calo di 0,28 miliardi di metri cubi (-6,6%) rispetto al 2019.

Turchia

Eni commercializza gas naturale di provenienza russa trasportato attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2020, le vendite sono state di 4,59 miliardi di metri cubi di gas, con

un decremento di 0,97 miliardi di metri cubi, pari al 17,4% rispetto al 2019 per effetto dei minori ritiri effettuati da Botas.

Regno Unito

Eni commercializza nel Regno Unito gas naturale attraverso la consociata ETS 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 2020, le vendite Eni sono state di 1,62 miliardi di metri cubi con un decremento di 0,13 miliardi di metri cubi, pari al 7,4% rispetto al 2019 per la riduzione dei volumi venduti a clienti industriali.

1.2 GNL

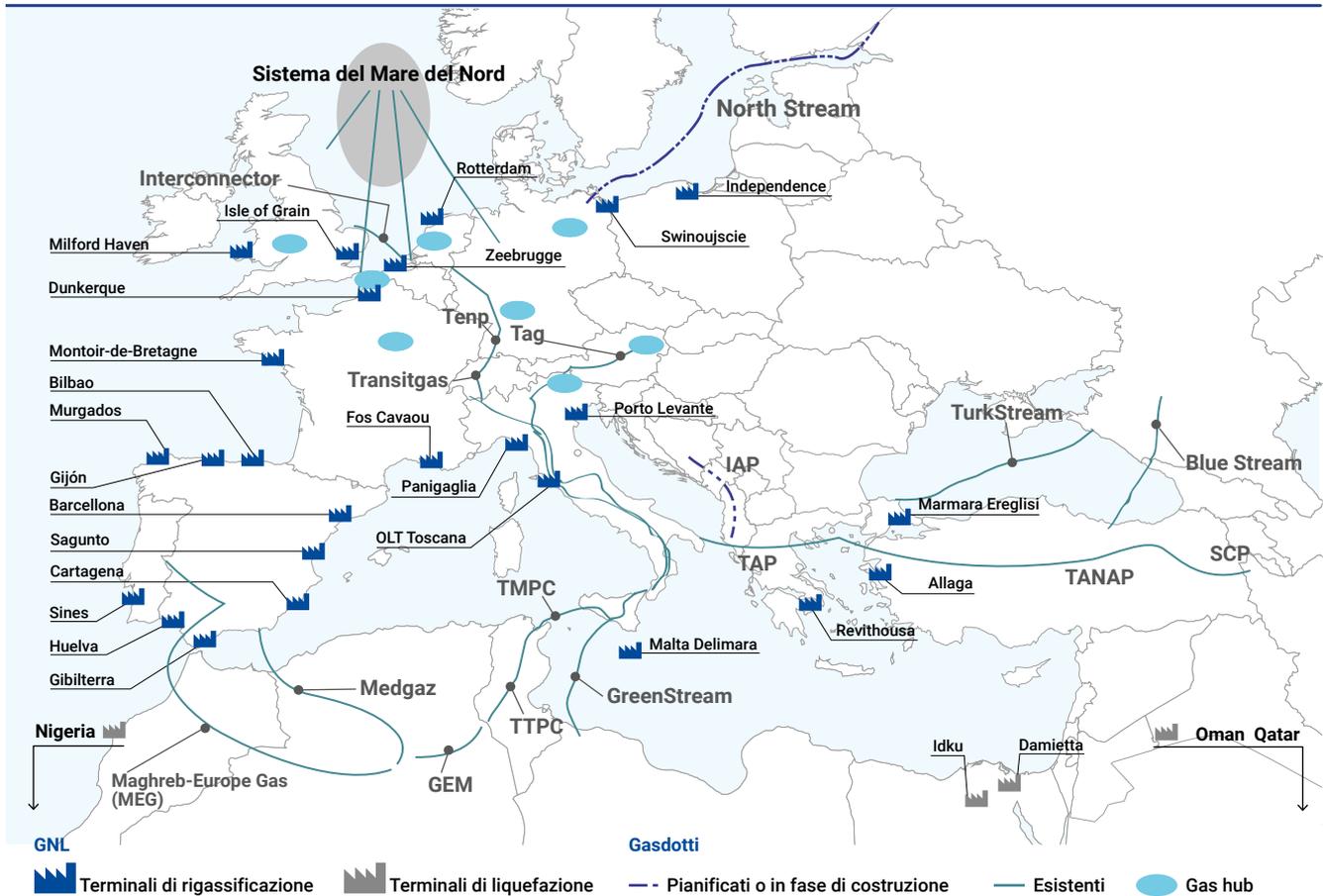
Eni è presente in tutte le fasi della filiera del GNL: liquefazione, gas feeding, shipping, rigassificazione e vendita attraverso una presenza diretta e tramite società collegate e joint venture.

Nell'ambito della strategia di espansione del business, nel febbraio 2021 è stata riavviata la produzione di GNL presso l'impianto di liquefazione di Damietta (Eni 50%), in linea con gli accordi perfezionati nel marzo 2021 con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy, volti a risolvere tutte le controversie pendenti tra le parti e a riavviare l'operatività dell'impianto chiuso nel 2012. Inoltre Eni subentrerà nel contratto di acquisto del gas naturale destinato all'impianto, ricevendo i corrispondenti diritti di liquefazione e nelle attività di commercializzazione di gas naturale in Spagna, rafforzando la sua presenza nel mercato europeo del gas. La ripresa dell'operatività dell'impianto, con una capacità di 7,56 miliardi di metri cubi all'anno, consente di rafforzare gli obiettivi strategici Eni di crescita del portafoglio GNL e la presenza nell'Est Mediterraneo.

Nel 2020, le vendite di GNL (9,5 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) si riducono del 5,9% rispetto al 2019 e hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, Nigeria, Indonesia e Oman e commercializzato in Europa, Cina, Pakistan e Taiwan.

2. TRASPORTO INTERNAZIONALE

PRINCIPALI INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO DEL GAS NATURALE IN EUROPA^(*)



(*) Fonte: GIE (Gas Infrastructure Europe) - www.gie.eu

Eni, in qualità di shipper, dispone dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nord africani funzionale all'importazione e alla commercializzazione in Italia e in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi, Norvegia e Libia. Inoltre, Eni partecipa al capitale di società che operano i gasdotti o ne gestiscono i diritti di trasporto. Di seguito viene fornita una descrizione dei principali gasdotti attualmente partecipati o operati da Eni:

- **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 Green Stream** per l'importazione del gas libico prodotto dai giacimenti di Wafa e Bahr Essalam operati da Eni. Il gasdotto, composto da una linea di 520 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 8 miliardi di metri cubi/anno;

- Eni partecipa al **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. Blue Stream è una joint venture per vendere il gas proveniente dalla Russia su mercato turco. Questi asset generano un flusso stabile di utile operativo, grazie alla vendita principalmente su base long-term dei relativi diritti di trasporto.

APPROVVIGIONAMENTO DI GAS NATURALE

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

VENDITE DI GAS PER ENTITÀ

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

VENDITE DI GNL

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

INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO

Tratta	Linee (n.)	Lunghezza complessiva (km)	Diametro (pollici)	Capacità di trasporto (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 520 km	520	32	8,0	1
Blue Stream (Beregovaya-Samsun)	2 linee da 387 km	774	24	16,0	1

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Mercato		5	3	19
Italia				8
Estero		5	3	11
Trasporto internazionale		6	12	7
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI		11	15	26

Refining & Marketing e Chimica

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,80	0,27	0,56
<i>di cui: dipendenti</i>		1,17	0,24	0,49
<i>contrattisti</i>		0,48	0,29	0,62
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	25.340	42.360	46.483
Utile (perdita) operativo		(2.463)	(682)	(501)
Utile (perdita) operativo adjusted		6	21	360
- Refining & Marketing		235	289	370
- Chimica		(229)	(268)	(10)
Utile (perdita) netto adjusted		(246)	(42)	224
Investimenti tecnici		771	933	877
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	710	311	253
Capacità di bioraffinazione	(milioni di tonnellate/anno)	1,1	1,1	0,4
Tasso di utilizzo medio delle bioraffinerie	(%)	63	44	63
Grado di conversione del sistema di raffinazione oil		54	54	54
Capacità bilanciata delle raffinerie (quota Eni)	(migliaia di barili/giorno)	548	548	548
Tasso di utilizzo medio degli impianti di raffinazione oil	(%)	69	88	91
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	6,61	8,25	8,39
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.369	5.411	5.448
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.390	1.766	1.776
Grado di efficienza della rete	(%)	1,22	1,23	1,20
Produzione di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.073	8.068	9.483
Vendite di prodotti petrolchimici		4.339	4.295	4.946
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	65	67	76
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.471	11.626	11.457
- di cui all'estero		2.556	2.591	2.594
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	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)	248	248	253

(a) 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.

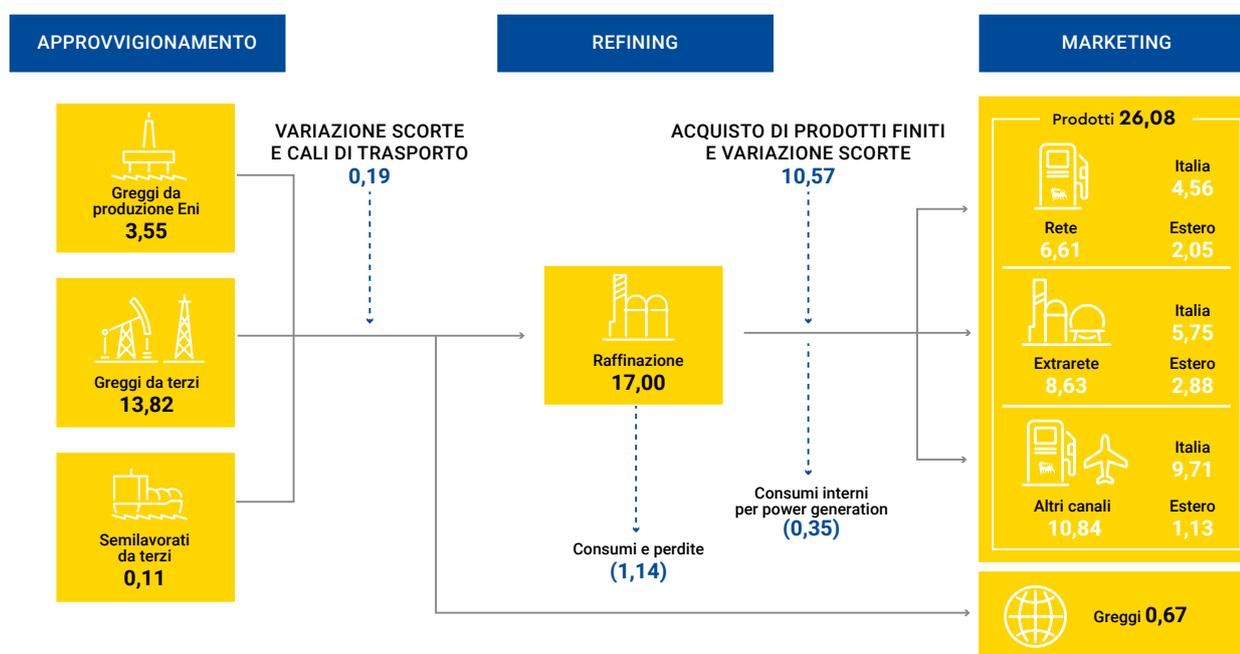
Il business Refining & Marketing è focalizzato: nella lavorazione di greggi, produzione e stoccaggio di prodotti petroliferi in Italia, Germania e Medio Oriente (attraverso il 20% interest in ADNOC Refining) e produzione di biocarburanti in Italia; nella distribuzione e commercializzazione di prodotti 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; nell'erogazione di servizi di smart mobility con il marchio Enjoy.

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 cinque aree di business: intermedi, polietilene, stirenici, elastomeri e biotech.

REFINING & MARKETING

CICLO PRODUZIONE PRODOTTI PETROLIFERI

I valori espressi in milioni di tonnellate si riferiscono al 2020.



1. RAFFINAZIONE

Eni è attiva nel settore della raffinazione in Italia e all'estero. Nel 2020, la capacità bilanciata del sistema di raffinazione Eni è stata di circa 27,4 milioni di tonnellate (548 mila barili/giorno) con un indice di conversione del 54%. La capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stata di

19,4 milioni di tonnellate (388 mila barili/giorno), con un indice di conversione del 55%.

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Europa nel 2020 sono state di 17 milioni di tonnellate, in lieve flessione (5,74 milioni di tonnellate; 25,2%) rispetto al 2019.

SISTEMA DI RAFFINAZIONE 2020

	Quota di partecipazione	Capacità di raffinazione bilanciata (quota Eni) ^(a)	Tasso di utilizzo della capacità bilanciata (quota Eni)	Conversione equivalente ^(b)	Cracking catalitico a letto fluido - FCC ^(c)	Residue Conversion ^(c)	Hydrocracking ^(c)	Visbreaking/Thermal Cracking ^(c)
	(%)	(mgl bl/g)	(%)	(%)	(mgl bl/g)	(mgl bl/g)	(mgl bl/g)	(mgl bl/g)
Raffinerie di proprietà		388	66	55	34	40	71	29
Italia								
Sannazzaro	100	200	61	73	34	14	51	29
Taranto	100	104	73	56		26	20	
Livorno	100	84	72	11				
Raffinerie partecipate		160	76	52	143	25	75	27
Italia								
Milazzo	50	100	78	60	45	25	32	
Germania								
Vohburg/Neustadt (Bayernoil)	20	41	63	36	49		43	
Schwedt	8,33	19	94	42	49			27
TOTALE		548	69	54	177	65	146	56

(a) La capacità di raffinazione bilanciata totale in quota Eni si ridetermina in 732 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 200 mila barili/giorno e un indice di conversione del 73%.

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 desolfurazione.

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 termica 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. Infine, nel 2013, è stato avviato il primo impianto di conversione basato sulla tecnologia proprietaria EST (Eni Slurry Technology) per la produzione a partire da greggi pesanti (vacuum e visbreaking tar), di nafta e distillati medi pregiati (in particolare gasolio) con un fattore di conversione del 95%.

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 in Basilicata (Eni 61%) 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 desolfurazione.

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 desolfurazione, 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 desolfurazione, 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 Bayer-noil, 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.

BIORAFFINERIE

	Quota di partecipazione (%)	Capacità (2020) (mln t/a)	Lavorazioni (2020) (mln t/a)
Interamente possedute			
Venezia	100	0,4	0,2
Gela	100	0,7	0,5
Totale		1,1	0,7

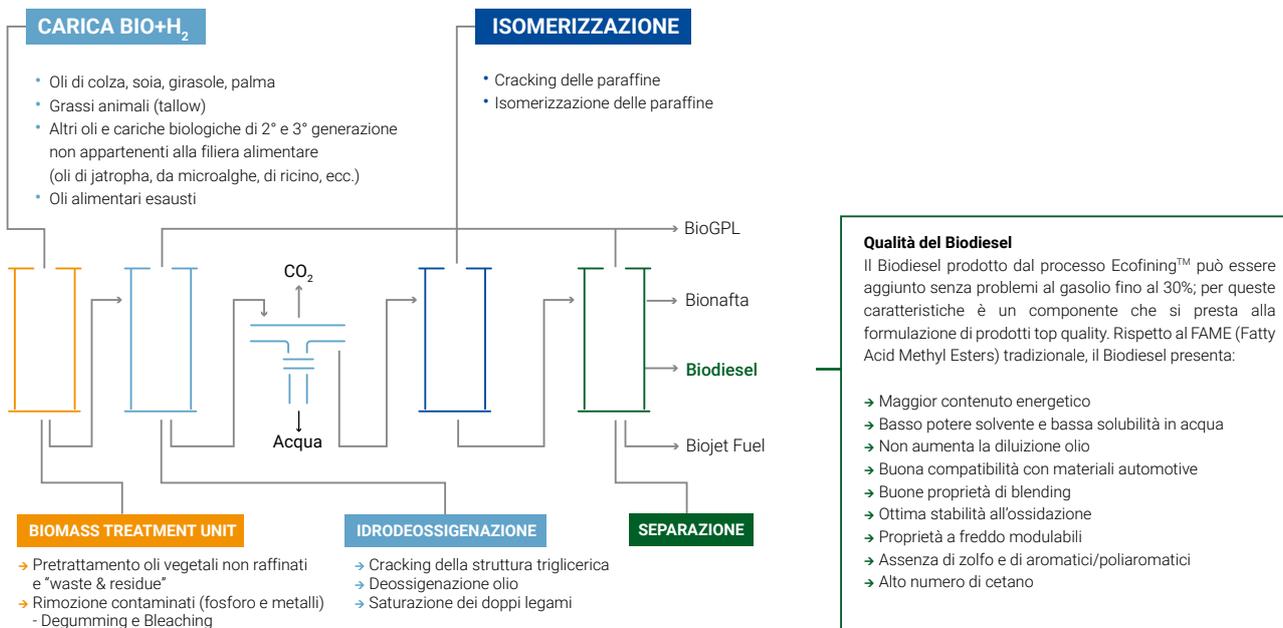
Venezia (Porto Marghera): nel giugno 2014 è stata avviata la bioraffineria di Porto Marghera, della capacità di circa 0,4 milioni di tonnellate/anno di biodiesel prodotto da oli vegetali raffinati con tecnologia Eni (Ecofining™). Un'ulteriore fase di sviluppo è in corso per raggiungere la capacità di 0,56 milioni di tonnellate/anno. A regime, la produzione sarà in grado di soddisfare circa la metà del fabbisogno Eni di biocarburanti in linea con i requisiti richiesti dalle normative comunitarie in materia ambientale volte a ridurre le emissioni di CO₂.

Gela: nel 2020 è stata raggiunta la piena operatività con produzioni quintuplicate rispetto al 2019, grazie all'applicazione della tecnologia di conversione Ecofining™, sviluppata da

Eni, in grado di convertire oli vegetali e materie prime di seconda generazione, quali oli usati da cucina e grassi animali, in biodiesel. Le caratteristiche dell'impianto consentono di produrre biodiesel nel rispetto dei recenti vincoli normativi in termini di riduzione delle emissioni di GHG lungo tutta la catena produttiva, sfruttando la piena capacità dell'impianto nel processare materie prime di seconda generazione. Il ramp-up dell'impianto costituisce un passo in avanti lungo il percorso di decarbonizzazione delle attività di Eni.

A marzo 2021 è stata avviata la Biomass Treatment Unit (BTU) per ampliare il range di cariche da inviare all'impianto consentendo la sostituzione dell'olio di palma con altre soluzioni sostenibili.

CICLO PRODUTTIVO DEI BIOCARBURANTI

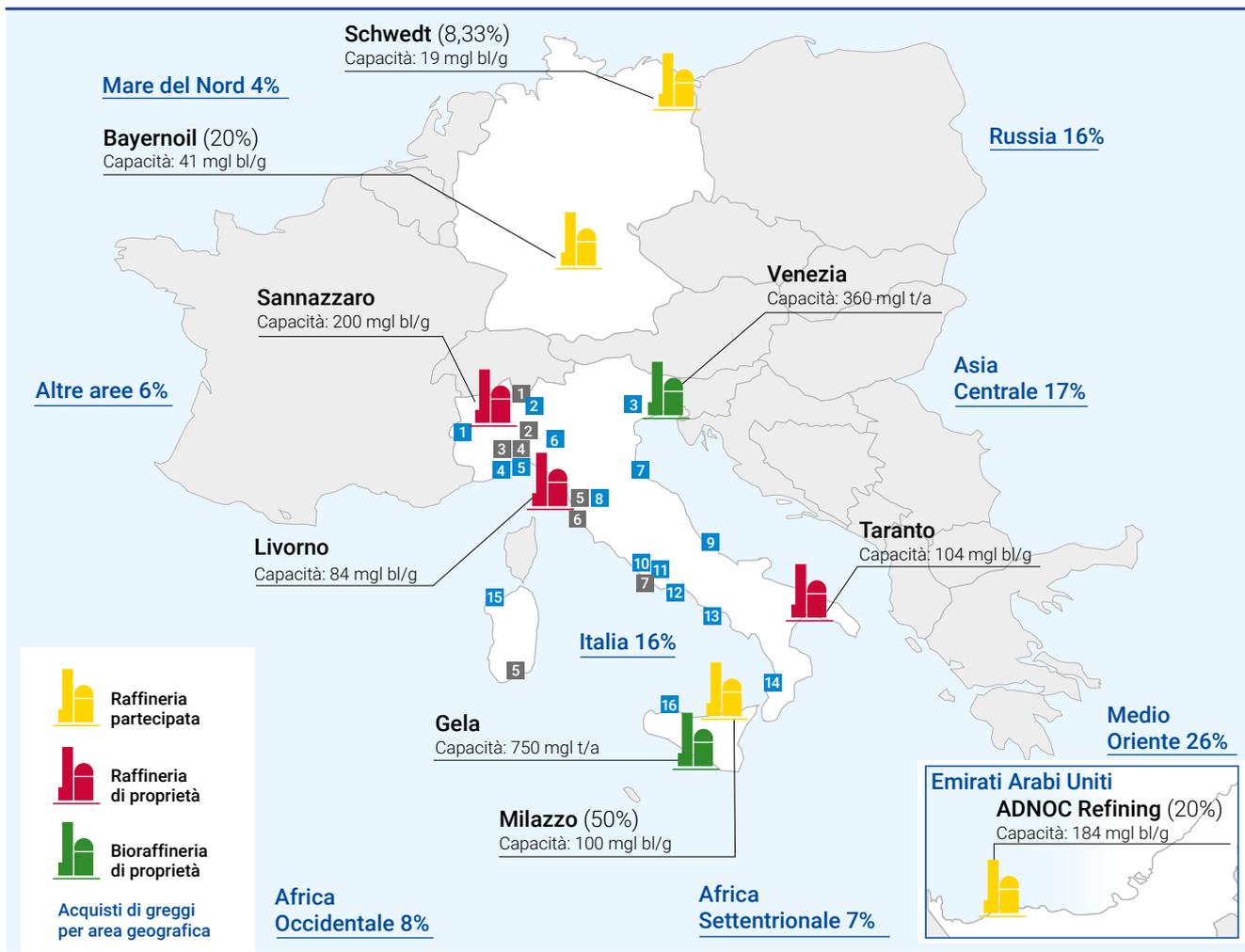


SVILUPPO DELL'ECONOMIA CIRCOLARE NEI BIOCOMBUSTIBILI

A marzo 2021 Eni ha sottoscritto un accordo per l'acquisizione di FRI-EL Biogas Holding, leader in Italia nel settore della produzione di biogas. Con questa acquisizione Eni rafforza la propria crescita nell'economia circolare ponendo le basi per diventare il primo produttore di biometano in Italia. L'accordo, in attesa di autorizzazione da parte delle autorità Antitrust competenti, è in linea con la strategia di decarbonizzazione di Eni e consentirà di incrementare il numero di stazioni di servizio Eni che erogheranno gas naturale compresso (CNG) e gas naturale liquefatto (GNL). L'avvio a marzo 2021 dell'impianto per il trattamento delle biomasse

(BTU) presso la bioraffineria di Gela consentirà di produrre biodiesel, bionafta, biogpl e biojet a partire da biomasse non in competizione con la filiera alimentare, dagli oli alimentari esausti ai grassi da lavorazioni ittiche e di carni prodotte in Sicilia, con l'obiettivo di realizzare un modello di economia circolare a chilometri zero. Il nuovo impianto contribuisce insieme ad altri progetti in corso, quali l'impiego dell'olio di ricino proveniente da colture su terreni semidesertici in Tunisia, al raggiungimento dell'obiettivo di azzeramento dell'olio di palma come feedstock delle bioraffinerie dal 2023.

IL SISTEMA DI RAFFINAZIONE E LOGISTICA(*)



(*) Il dato relativo alla capacità si riferisce alla capacità bilanciata in quota Eni nel 2020.

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 hub (depositi settentrionali, depositi centrali, depositi meridionali e oleodotti). Attraverso questa struttura sono gestiti i flussi dei prodotti, in modo da garantire elevati standard tecnici e di sicurezza, nonché l'efficienza dei costi e la continua disponibilità di prodotto lungo tutto il territorio nazionale.

Eni inoltre partecipa in 7 joint venture in ambito logistico con altri partner italiani (Sigemi, Seram, Disma, Seapad, Toscopetrol, Porto Petroli Genova e Costiero Gas Livorno) attraverso le quali gestisce altri depositi localizzati e oleodotti.

Eni, inoltre, opera nel settore del trasporto di petrolio e di prodotti petroliferi: (i) via mare, mediante l'utilizzo di navi cisterna con contratti di noleggio spot e long-term; (ii) via terra, attraverso una rete di oleodotti della quale 1.156 chilometri in esercizio. La distribuzione secondaria dei prodotti per il mercato rete ed extrarete 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 0,8 milioni di tonnellate/anno di ossigenati, principalmente eteri (circa il 3% della domanda mondiale, utilizzato per innalzare il numero di ottano nella benzina) e metanolo (utilizzato principalmente nella petrolchimica).

La disponibilità di prodotto è assicurata per il 75% 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 25% da acquisti.

L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.206 mila litri) è in calo di 380 mila litri rispetto al 2019. Al 31 dicembre 2020 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.134 stazioni di servizio con una riduzione di 50 unità rispetto al 31 dicembre 2019 (4.184 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (46 unità), della chiusura di impianti a basso erogato (3 unità) e della riduzione delle concessioni autostradali (1 unità).

MARKETING

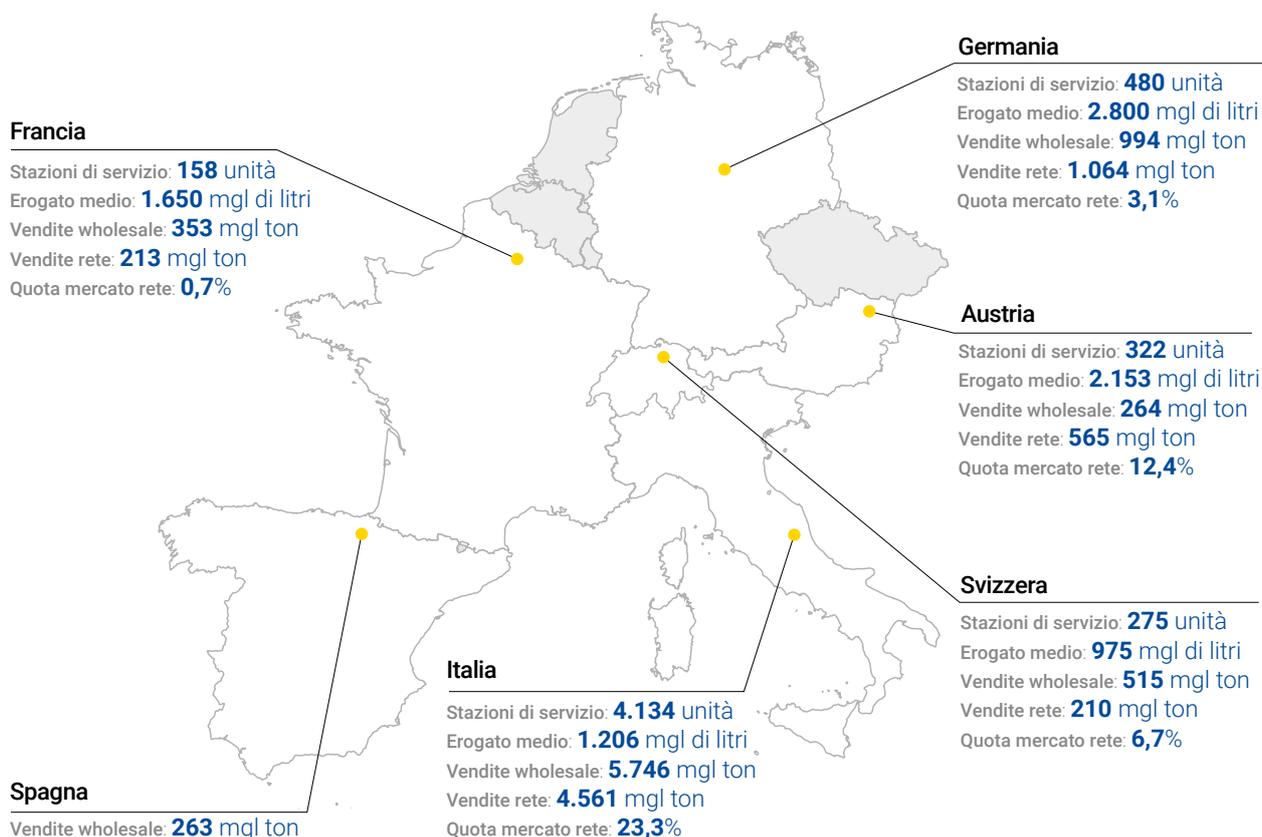
1. RETE ITALIA

In Italia, Eni è leader nella distribuzione rete di prodotti petroliferi con una quota di mercato del 23,3%, in lieve diminuzione rispetto al 2019 (23,6%). Nel 2020, le vendite sulla rete in Italia (4,56 milioni di tonnellate) sono in diminuzione rispetto al 2019 (-1,25 milioni di tonnellate, -21,5%) come risultante delle misure restrittive adottate in particolare nel secondo trimestre durante il picco pandemico.

2. RETE RESTO D'EUROPA

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,05 milioni di tonnellate hanno registrato una riduzione del 16% rispetto al periodo di confronto, a seguito delle misure restrittive adottate, in particolare nel secondo trimestre durante il picco pandemico. Al 31 dicembre 2020 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.235 stazioni di servizio, con un numero di distributori in aumento di 8 unità rispetto al 31 dicembre 2019 principalmente in Germania e Francia. L'erogato medio (1.980 mila litri) è diminuito di 376 mila litri rispetto al 2019 (2.356 mila litri).

BUSINESS RETE ED EXTRARETE EUROPA - POSIZIONAMENTO DI ENI NEL 2020



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 5,75 milioni di tonnellate sono diminuite del 25,1% rispetto al 2019, per effetto della ridotta attività industriale e, in particolare, delle minori vendite di jet fuel a causa della profonda crisi del settore delle compagnie aeree.

Le vendite al settore Petrolchimica (0,61 milioni di tonnellate) sono in diminuzione del 26,5%.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 2,40 milioni di tonnellate, sono diminuite dell'8,7% rispetto al 2019, in particolare in Spagna parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati in Germania per maggiori disponibilità di prodotti a seguito del riavvio dell'impianto di Vohburg. Le altre vendite in Italia e all'estero (10,23 milioni di tonnellate) sono in riduzione (-2,17 milioni di tonnellate; -17,5%) 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 3 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 2020 la quota di mercato Eni sul mercato domestico e autotrazione è stata pari al 15,3%. All'estero, il mercato più rilevante per Eni è l'Ecuador, con una quota di mercato pari al 37,4%.

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 compartecipazione. Con una gamma di prodotti composta da oltre 650 miscele differenti, Eni vanta un know-how tra i più elevati in campo internazionale nella formulazione di prodotti destinati sia all'autotrazione (oli motore, fluidi speciali e oli trasmissione) sia all'industria (lubrificanti per impianti idraulici, ingranaggi, macchine industriali e lavorazione dei metalli). In Italia, Eni è leader nella produzione e nella commercializzazione di basi lubrificanti, prodotti presso la raffineria di Livorno. Eni possiede anche uno stabilimento per la produzione di additivi per lubrificanti presso Robassomero (TO). Nel 2020 la quota di mercato detenuta da Eni nel segmento lubrificanti è stata pari al 21% 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 2020 è costituita da 2.500 veicoli FIAT 500 e 100 FIAT Cargo distribuiti su alcune delle principali città italiane: Milano (1.037 FIAT 500 e 40 Cargo), Roma (905 FIAT 500 e 40 Cargo), Torino (312 FIAT 500 e 10 Cargo), Bologna (148 FIAT 500 e 10 Cargo), Firenze (98 FIAT 500). Il numero medio di noleggi nell'anno è stato di circa 200.000 noleggi/mese, in forte calo rispetto al 2019, a causa della pandemia dovuta al COVID-19. Nel 2021 è stato avviato il processo di sostituzione del parco auto con auto a motorizzazione ibrida, in linea con la più ampia strategia di Eni sulla mobilità sostenibile.

ACQUISTI

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

PRODUZIONI E VENDITE PER PRODOTTO

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

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI PER CANALE

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

VENDITE PER PRODOTTO/CANALE

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

STAZIONI DI SERVIZIO

		2020	2019	2018
Italia	(numero)	4.134	4.184	4.223
Impianti ordinari		4.019	4.068	4.108
Impianti autostradali		115	116	115
Estero		1.235	1.227	1.225
Germania		480	476	471
Francia		158	155	155
Austria/Svizzera		597	596	599
Impianti che commercializzano prodotti premium		4.619	4.669	4.675
<i>di cui impianti che commercializzano Biodiesel</i>		3.663	3.683	3.537
Impianti "Multi-Energy"		4	4	4
Impianti che commercializzano GPL e metano		1.091	1.086	1.043
VENDITE NON-OIL	(€ milioni)	148	156	144

EROGATO MEDIO

	(migliaia di litri/numero stazioni di servizio)	2020	2019	2018
Italia		1.206	1.586	1.589
Germania		2.800	3.186	3.247
Francia		1.650	2.043	2.144
Austria/Svizzera		1.609	2.033	2.018
EROGATO MEDIO COMPLESSIVO		1.390	1.766	1.776

QUOTE DI MERCATO IN ITALIA

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

QUOTE DI MERCATO RETE ALL'ESTERO

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

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Italia		535	743	661
Estero		53	72	65
		588	815	726
Raffinazione, supply e logistica		462	683	587
Italia		449	662	578
Estero		13	21	9
Marketing		126	132	139
Italia		86	81	83
Estero		40	51	56
TOTALE		588	815	726

CHIMICA

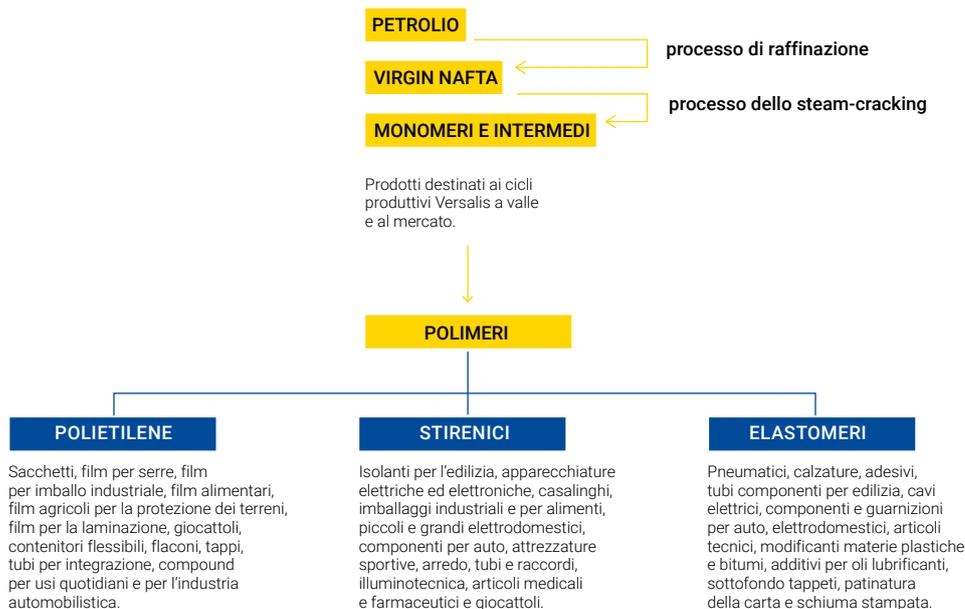
Eni attraverso Versalis opera nella produzione e nella commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base, intermedi, polietilene, stirenici ed elastomeri) potendo contare su una gamma di 312 brevetti, 14 siti produttivi, 6 centri di ricerca (Ferrara, Mantova, Novara, Porto Torres, Ravenna, Rivalta), nonché di una rete distributiva capillare ed efficiente in 30 Paesi.

Nel 2021 è stata concessa a Enter Engineering Pte Ltd la licenza per l'utilizzo dell'unità swing di polietilene a bassa densità/etilene vinil acetato (LDPE/EVA, polimeri e copolimeri dell'etilene, con buon equilibrio tra lavorabilità e proprietà meccaniche) nel nuovo complesso gas to chemicals basato su tecnologia MTO – Methanol to Olefins che sorgerà nei pressi di Karakul, nella regione uzbeka di Bukhara. Ulte-

riore esempio di successo tecnologico è stata l'applicazione presso il sito di Crescentino di una tecnologia proprietaria tra le più avanzate nell'industria, finalizzata alla produzione di un disinfettante a base di etanolo da sciroppo di glucosio da mais su formulazione OMS (Organizzazione Mondiale della Sanità) da utilizzare come presidio medico chirurgico.

Infine nel mese di luglio 2020, è stata finalizzata l'acquisizione del 40% di Finproject, società attiva nei segmenti delle applicazioni specialistiche dei polimeri, meno esposte alla volatilità dello scenario. Tale operazione consente di estrarre valore dall'integrazione del posizionamento di Finproject sul mercato per le applicazioni ad alto valore aggiunto e la leadership tecnologica e industriale di Versalis.

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**. Dai polimeri si ottengono: polietilene, stirenici ed elastomeri impiegati dalle aziende trasformatrici per realizzare numerosi prodotti di uso quotidiano utilizzati in un'infinità di applicazioni.

Nella chimica di base l'obiettivo principale del business è quello di garantire l'adeguata disponibilità di monomeri (etilene, butadiene e benzene) a copertura delle necessità del business a valle del processo: in particolare le olefine sono integrate principalmente con i business polietilene ed elastomeri, gli aromatici garantiscono la disponibilità di benzene necessaria agli intermedi utilizzati per la produzione di resine, fibre artificiali e polistiroli. Nei polimeri, Versalis è tra

i principali produttori europei di elastomeri, dove è presente in quasi tutti i principali settori (in particolare industria automobilistica), di polistiroli e di polietilene, il cui maggiore impiego è nell'ambito dell'imballaggio flessibile.

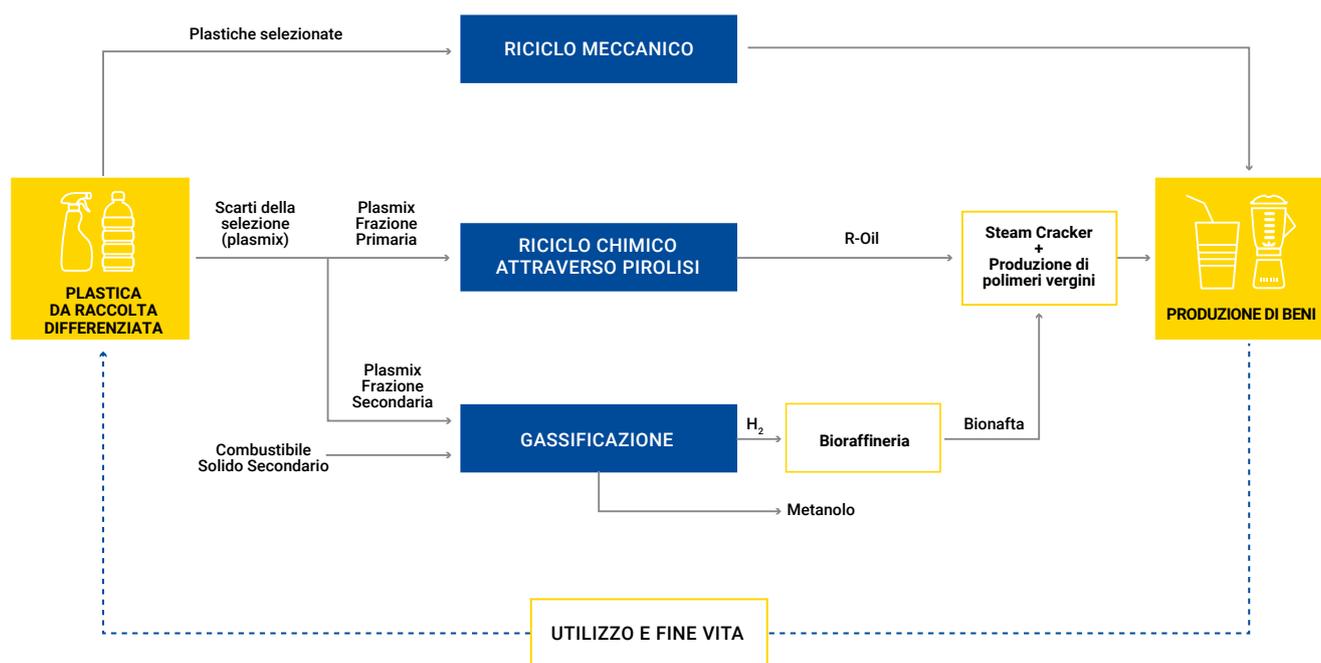
Versalis è inoltre impegnata nello sviluppo di biotecnologie e processi di economia circolare per rispondere alle sfide normative e ambientali.

In quest'ambito, nel corso del 2021, è stata ampliata su scala industriale la tecnologia di riciclo meccanico dei rifiuti plastici grazie all'alleanza con Forever Plast per promuovere lo sviluppo e la commercializzazione di una nuova gamma di prodotti in polistirene compatto realizzati a partire da imballaggi riciclati. Sono stati inoltre firmati un accordo con AGR, società italiana proprietaria di una tecnologia per il trattamento di elastomeri usati, per lo sviluppo di nuovi prodotti e applicazioni in gomma riciclata e con COREPLA (Consorzio Nazionale per la Raccolta, il Riciclo e il Recupero degli Imballaggi in Plastica) con l'obiettivo di valorizzare le plastiche usate attraverso tecnologie in fase di sviluppo da parte di Eni per processi di gassificazione e riciclo chimico (pirolisi). Versalis ha aderito inoltre alla Circular Plastics Alliance (CPA) per contribuire attivamente all'obiettivo europeo di uti-

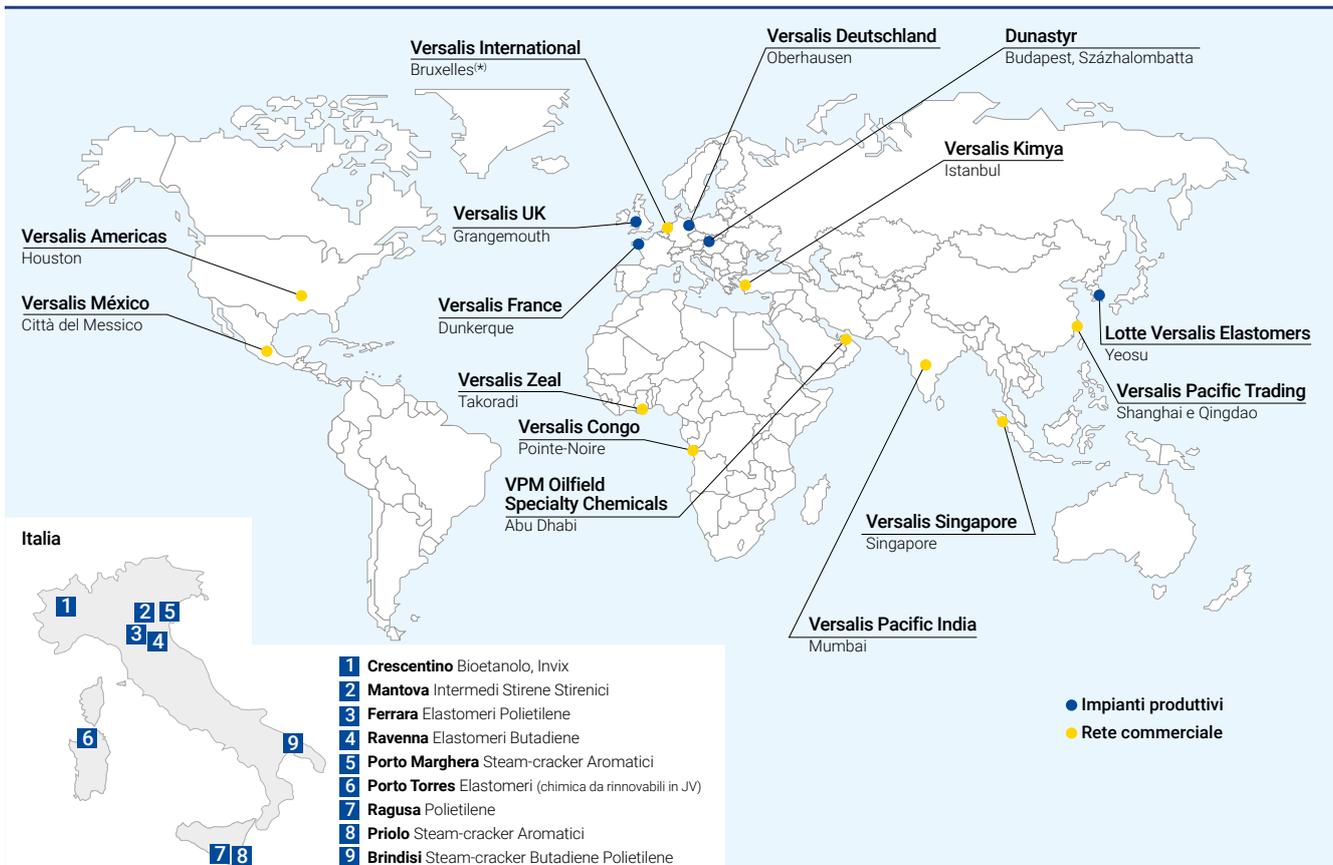
lizzare 10 milioni di tonnellate di plastica riciclata in nuovi prodotti entro il 2025. L'Alleanza, promossa dalla Commissione Europea, ha come missione quella di incentivare il riciclo della plastica in Europa e contestualmente sviluppare il mercato delle materie prime seconde.

A testimonianza dell'impegno di Eni nello sviluppo della chimica green da fonti rinnovabili, nel 2021 Versalis è entrata nel mercato dei prodotti per la protezione dell'agricoltura, grazie all'alleanza con AlphaBio Control, società di ricerca e sviluppo specializzata nella realizzazione di formulati naturali per la tutela delle colture, finalizzato alla produzione di erbicidi e biocidi per la disinfezione delle superfici a base vegetale e biodegradabili, utilizzando i principi attivi prodotti dalla piattaforma di chimica da fonti rinnovabili di Porto Torres.

PIATTAFORMA INTEGRATA PER IL RICICLO DELLA PLASTICA



LA PRESENZA INTERNAZIONALE DI VERSALIS



(*) Versalis International gestisce le attività delle branch commerciali (Francia, Regno Unito, Germania, Svizzera, Austria, Ungheria, Romania, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Russia, Danimarca, Svezia, Spagna, Grecia e Angola), 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 4.339 mila tonnellate sono in leggero aumento rispetto al 2019 (+44 mila tonnellate, pari all'1%), grazie alla performance positiva registrata nel settore degli intermedi, degli stirenici e del polietilene per effetto dell'accelerazione della ripresa economica nel quarto trimestre in particolare in Asia e della minore pressione competitiva, in parte attenuata dalla riduzione generalizzata dei volumi registrata nel secondo trimestre durante il picco pandemico e la recessione globale che ha colpito tutti i principali settori di utilizzo, in particolare l'automotive e il successivo atteggiamento prudente degli operatori che ha indotto a ridurre gli stoccaggi.

I prezzi medi unitari nel business intermedi sono diminuiti complessivamente del 23,3% rispetto al 2019, con gli aromatici e le olefine in riduzione rispettivamente del 36,4% e del 25,4%. Flessione del 15% rispetto al 2019 nel business polimeri.

Le produzioni di prodotti petrolchimici di 8.073 mila tonnellate sono sostanzialmente invariate (+5 mila tonnellate) rispetto al 2019: le maggiori produzioni di intermedi (+43 mila tonnellate) in particolare olefine, sono state in parte compensate dalle minori produzioni di elastomeri e polietilene rispetto al 2019 (rispettivamente -23 mila tonnellate e -18 mila tonnellate).

I principali decrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Priolo (-207 mila tonnellate), per prolungamento della fermata programmata, e di Brindisi (-33 mila tonnellate), compensati dalle maggiori lavorazioni presso Porto Marghera (+246 mila tonnellate). La capacità produttiva nominale è in lieve riduzione rispetto al 2019. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 65%, inferiore rispetto al 2019 (67%) per le citate fermate.

INTERMEDI

I ricavi degli intermedi (€1.385 milioni) sono diminuiti del 22,7% (-€406 milioni rispetto al 2019), per effetto sia del decremento delle quotazioni sia delle minori disponibilità di prodotto a seguito di fermate occorse nel 2020. Le vendite sono aumentate in particolare per gli aromatici (2,4%) e le olefine (0,8%) per maggiore disponibilità di prodotto. I prezzi medi unitari di vendita sono diminuiti complessivamente del 23,3%, in particolare negli aromatici (-36,4%), nelle olefine (-25,4%), e i derivati (-5,9%). Le produzioni di intermedi (5.861 migliaia di tonnellate) sono aumentate dello 0,7% rispetto al 2019. Si registrano incrementi nelle olefine (1,7%) e decrementi nei derivati (-3,9%) e negli aromatici (-0,8%).

POLIMERI

I ricavi dei polimeri (€1.888 milioni) sono diminuiti del 14,2% (-€313 milioni) per effetto del calo dei prezzi medi unitari (-15%). Il business degli stirenici ha beneficiato dell'aumento dei volumi venduti (4,0%) per maggiore domanda di prodotto; in calo i prezzi di vendita (-16,0%). In aumento i volumi di vendita del polietilene (2,0%) per l'incremento della domanda. I prezzi medi sono in calo del 13,4%. Il decremento dei volumi venduti di elastomeri (-4,6%) è attribuibile ai minori volumi venduti di lattici (-8,4%), di EPR (-6,5%) di TPR (-4,8%) di gomme SBR (-4,6%) e di gomme BR (-3,0%). L'aumento delle vendi-

te di stirenici (4,0%) è attribuibile principalmente a ABS (7,8%), polistirolo espandibile (5,1%) e polistirolo compatto (4,5%), compensate da minori vendite di stirene (-12,7%). Complessivamente in aumento i volumi venduti del business polietilene (2,0%) con maggiori vendite di LDPE (4,6%) e di EVA (7,3%), compensate da minori vendite di LLDPE (-2,3%); si rileva inoltre una riduzione dei prezzi medi di vendita (-13,4%). Le produzioni di polimeri (2.212 migliaia di tonnellate) sono diminuite rispetto al 2019 principalmente negli elastomeri (-6,7%) e nel polietilene (-1,9%).

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI

	(migliaia di tonnellate)	2020	2019	2018
Intermedi		5.861	5.818	7.130
Polimeri		2.212	2.250	2.353
Produzioni		8.073	8.068	9.483
Consumi e perdite		(4.366)	(4.307)	(5.085)
Acquisti e variazioni rimanenze		632	534	548
TOTALE DISPONIBILITÀ		4.339	4.295	4.946
Intermedi		2.549	2.529	3.095
Polimeri		1.790	1.766	1.851
TOTALE VENDITE		4.339	4.295	4.946

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Italia		1.588	1.986	2.292
Resto d'Europa		1.434	1.758	2.183
Asia		232	226	481
Americhe		89	95	109
Africa		44	58	58
		3.387	4.123	5.123

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER PRODOTTO

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Olefine		879	1.168	1.667
Aromatici		191	293	340
Derivati		259	279	365
Oilfield chemicals		56	51	29
Elastomeri		452	567	665
Stirenici		534	611	749
Polietilene		902	1.022	1.175
Altro		114	132	133
		3.387	4.123	5.123

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2020	2019	2018
		182	118	151
di cui:				
- manutenzione		79	42	21
- efficienza impiantistica		35	34	84
- HSE		39	27	26
- green & circular		7	4	
- recupero energetico		2	1	2

Eni gas e luce, Power & Renewables

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2020	2019	2018
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,32	0,62	0,60
<i>di cui: dipendenti</i>		0,00	0,30	0,31
<i>contrattisti</i>		0,73	0,95	1,16
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	7.536	8.448	8.218
Utile (perdita) operativo		660	74	340
Utile (perdita) operativo adjusted		465	370	262
- <i>Eni gas e luce</i>		325	278	201
- <i>Power & Renewables</i>		140	92	61
Utile (perdita) netto adjusted		329	275	189
Investimenti tecnici		293	357	238
Eni gas e luce				
Vendite retail gas	(miliardi di metri cubi)	7,68	8,62	9,13
Vendite retail energia elettrica a clienti finali	(terawattora)	12,49	10,92	8,39
Clienti retail	(milioni di PDR)	9,57	9,42	9,19
Power & Renewables				
Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	(terawattora)	25,33	28,28	28,54
Produzione termoelettrica		20,95	21,66	21,62
Produzione venduta di energia da fonti rinnovabili	(gigawattora)	340	61	12
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	(megawatt)	307	174	40
Dipendenti in servizio a fine periodo		2.092	2.056	2.056
- <i>di cui all'estero</i>		413	358	337
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	9,63	10,22	10,47
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/energia elettrica equivalente prodotta (Eni Power)	(gCO ₂ eq./kWh eq.)	391	394	402

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Il business Eni gas e luce, Power & Renewables è impegnato nelle attività di vendita retail di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili. 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.

ENI GAS E LUCE

Eni tramite la Società controllata Eni gas e luce SpA è presente, direttamente o attraverso società controllate, nella commercializzazione di gas, energia elettrica e servizi in Italia, Francia, Grecia e Slovenia. In Grecia, attraverso una società a controllo congiunto e in Slovenia, tramite una società controllata, opera anche nell'attività della distribuzione del gas naturale. Coerentemente con l'obiettivo di accrescimento del portafoglio clienti nel mercato europeo, a gennaio è stato sottoscritto un accordo con il Gruppo Pitma per l'acquisizione del 100% di Aldro Energía, società operante principalmente in Spagna e Portogallo con un'importante focalizzazione sul segmento delle piccole e medie imprese, con un portafoglio di circa 250 mila clienti.

Eni gas e luce SpA, accanto alle attività commodity, ha proseguito lo sviluppo di una serie di servizi extracommodity nell'ambito dell'efficienza energetica, ampliando la propria offerta commerciale con soluzioni integrate e innovative, focalizzate principalmente sul segmento delle piccole e medie imprese e su quello dei condomini.

Nel corso del 2020, al fine di supportare l'evoluzione digitale delle modalità di interazione con la customer base (attuale e potenziale) in ottica di prevenzione del churn, è stato acquisito il 20% di Tate Srl, start-up operante nell'attivazione e gestione di contratti di energia elettrica e gas tramite servizi digitali ed è stata inoltre avviata una partnership strategica tra Eni gas e luce e OVO per il lancio nel mercato francese di un servizio digitale volto alla sensibilizzazione dei clienti retail nell'utilizzo consapevole dell'energia e all'accesso a tecnologie a zero emissioni.

Inoltre, in linea con la strategia Eni di decarbonizzazione e transizione energetica è stato sottoscritto a febbraio 2021 un accordo con Be Charge, società del Gruppo Be Power SpA, per potenziare le infrastrutture per la mobilità elettrica. Tale intesa prevede l'installazione, su tutto il territorio nazionale di colonnine di ricarica co-brandizzate ad accesso pubblico, per veicoli elettrici che verranno alimentate con energia verde fornita da Eni gas e luce.

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

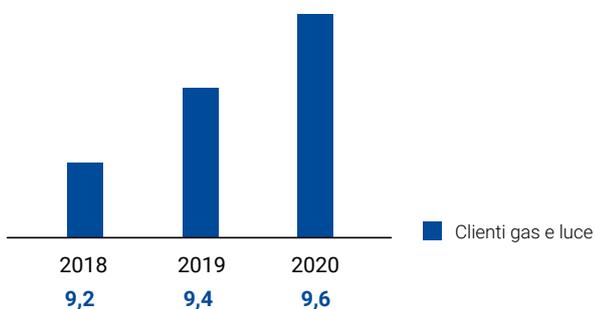
adatte alle proprie esigenze di consumo. Eni rifornisce 9,6 milioni di clienti retail (gas e luce) in Italia ed in Europa, in particolare, sul territorio nazionale i clienti sono 7,7 milioni.

VENDITE DI GAS PER MERCATO

	(miliardi di metri cubi)	2020	2019	2018
ITALIA		5,17	5,49	5,83
Residenziali		3,96	3,99	4,20
PMI e terziario		0,70	0,87	0,79
Industriali		0,28	0,30	0,39
Grossisti		0,23	0,33	0,45
VENDITE INTERNAZIONALI		2,51	3,13	3,30
Mercati europei				
Francia		2,08	2,69	2,94
Grecia		0,34	0,35	0,24
Altro		0,09	0,09	0,12
TOTALE VENDITE GAS MONDO		7,68	8,62	9,13

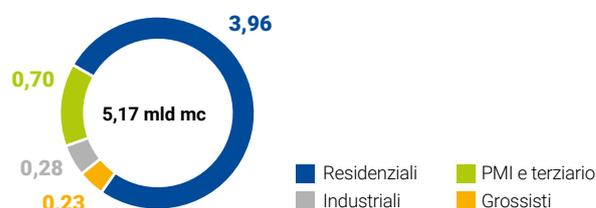
CLIENTI RETAIL

(mln di PDR)



VENDITE DI GAS IN ITALIA

(mld mc)



VENDITE RETAIL GAS

Nel 2020, le vendite di gas retail in Italia e nel resto d'Europa sono state di 7,68 miliardi di metri cubi ed hanno evidenziato una flessione di 0,94 miliardi di metri cubi rispetto al 2019, pari al -10,9%. Le vendite in Italia pari a 5,17 miliardi di metri cubi sono in riduzione del 5,8% rispetto al 2019, principalmente per effetto delle minori vendite al settore piccole e medie imprese e grossisti; il segmento residenziale ha riportato un calo più contenuto grazie all'effetto climatico positivo registrato nell'ultimo trimestre dell'anno.

Le vendite sui mercati europei di 2,51 miliardi di metri cubi sono in diminuzione del 19,8% (-0,62 miliardi di metri cubi) rispetto al 2019. In riduzione del 22,7% le vendite in Francia a seguito delle minori vendite a clienti industriali. Le vendite

in Grecia e Slovenia sono sostanzialmente in linea rispetto al periodo di confronto.

VENDITE RETAIL DI ENERGIA ELETTRICA A CLIENTI FINALI

Le vendite retail di energia elettrica a clienti finali di 12,49 TWh effettuate tramite Eni gas e luce e le società controllate in Francia e Grecia registrano una performance positiva con un incremento pari al 14,4% rispetto al 2019, grazie alla crescita del portafoglio clienti (+270 mila clienti power vs. 2019) e alle maggiori vendite a clienti retail residenziali e industriali in Europa.

POWER

DISPONIBILITÀ DI ENERGIA ELETTRICA

Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrara Erbognone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2020, la potenza installata in esercizio è di 4,6 gigawatt. Nel 2020, la produzione di energia elettrica è stata di

20,95 TWh, sostanzialmente in linea rispetto al 2019. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 17,09 TWh di energia elettrica (-4,2% rispetto al 2019) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

GENERAZIONE ELETTRICA

		2020	2019	2018
Acquisti				
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.346	4.410	4.300
Altri combustibili	(migliaia di tep)	160	276	356
<i>di cui: steam cracking</i>		88	91	94
Produzioni				
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	20,95	21,66	21,62
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.591	7.646	7.919
Capacità installata (in esercizio)	(GW)	4,6	4,7	4,7

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA BORSA/CLIENTI LIBERI

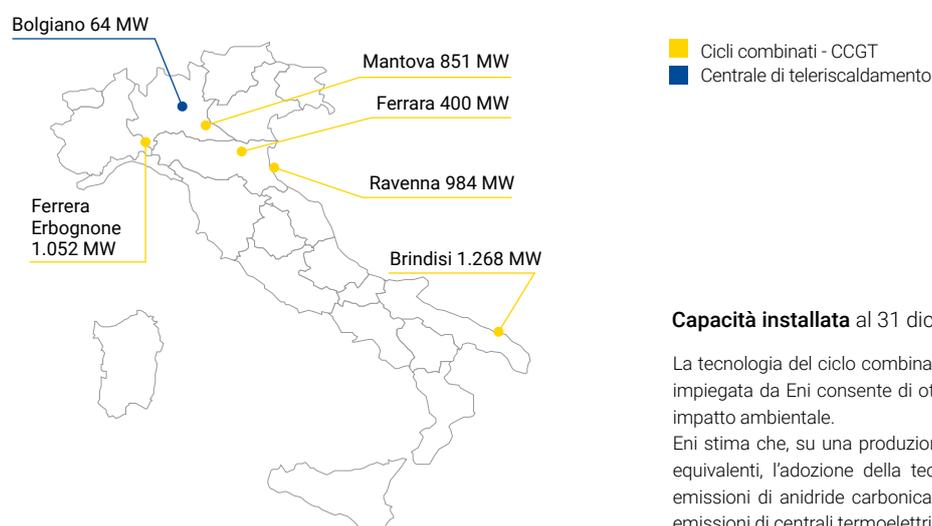
Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi di 25,33 TWh registrano una riduzione pari al 10,4%, a seguito della contrazione dell'attività economica.

VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA

	(terawattora)	2020	2019	2018
Produzione di energia elettrica		20,95	21,66	21,62
Acquisti di energia elettrica ^(a)		17,09	17,83	15,45
Disponibilità		38,04	39,49	37,07
VENDITA DI ENERGIA ELETTRICA BORSA/CLIENTI LIBERI		25,33	28,28	28,54

(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



Centrali elettriche	Capacità installata ^(a) al 31/12/2020 (MW)	Entrata in esercizio	Tecnologia	Alimentazione
Brindisi	1.268	2006	CCGT	Gas
Ferrera Erbognone	1.052	2004	CCGT	Gas/syngas
Mantova	851	2005	CCGT	Gas
Ravenna	984	2004	CCGT	Gas
Ferrara ^(b)	400	2008	CCGT	Gas
Bolgiano	64	2012	Centrale elettrica	Gas
Impianti fotovoltaici ^(c)	0,2	2011-2014	Fotovoltaico	Fotovoltaico
	4.619			

(a) Capacità installata e in esercizio.

(b) Capacità in quota Eni.

(c) Impianti gestiti da Enipower Mantova.

RENEWABLES

Eni è presente nel settore delle energie rinnovabili (solare ed eolico) attraverso l'unità di business Energy Solutions, impegnata nello sviluppo, realizzazione e gestione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Gli obiettivi di Eni in tale ambito saranno conseguiti attraverso lo sviluppo organico di un portafoglio di asset diversificato e bilanciato, integrato da operazioni selettive di acquisizione di asset e progetti e da partnership strategiche a livello internazionale.

SVILUPPO DEL BUSINESS ENERGIA RINNOVABILE

Nel 2020 è proseguita l'espansione nel mercato internazionale delle energie rinnovabili, grazie allo sviluppo di una partnership strategica con il gruppo italiano Falck, in particolare nel contesto statunitense, sono state implementate le seguenti iniziative di business: i) acquisita a marzo la partecipazione del 49% degli impianti fotovoltaici di Falck Renewables in esercizio nel Paese (57 MW in quota Eni); ii) completata a novembre l'acquisizione da Building Energy SpA di 62 MW di capacità in esercizio (30,2 MW in quota Eni) nell'eolico onshore e nel solare e una pipeline di progetti eolici fino a 160 MW. La produzione in esercizio con-

sentirà di evitare oltre 93 mila tonnellate all'anno di emissioni di CO₂; iii) acquisito a novembre da Savion Llc un progetto solare "ready to build" da 30 MW (14,5 MW in quota Eni) situato in Virginia. L'impianto consentirà di evitare oltre 33 mila tonnellate di CO₂ all'anno.

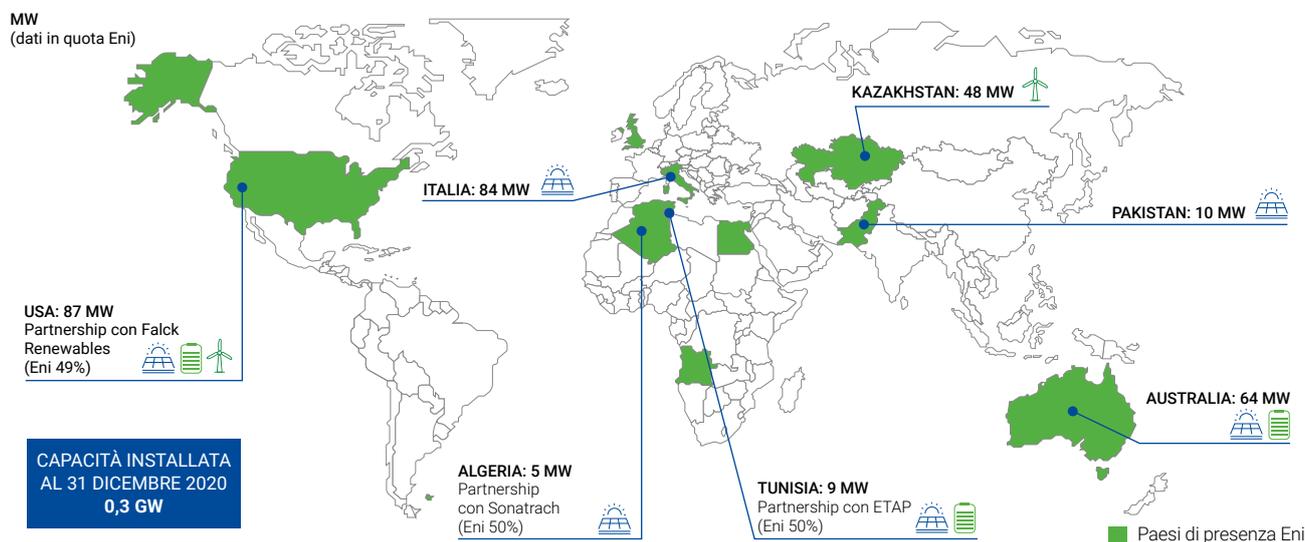
A luglio è stato avviato l'impianto fotovoltaico di Volpiano (18 MW), con una produzione attesa di 27 GWh/anno che consentirà di evitare circa 370 mila tonnellate di emissioni di CO₂ lungo la vita utile dell'impianto.

A febbraio 2021 sottoscritto l'accordo con X-Elio, azienda leader in Spagna, per l'acquisizione di tre progetti fotovoltaici nel sud del Paese con una capacità complessiva di 140 MW.

Nell'eolico onshore, sono stati acquisiti da Asja Ambiente tre progetti con una potenza complessiva di 35,2 MW e una produzione annua stimata di circa 90 GWh, che consentiranno di evitare oltre 38 mila tonnellate all'anno emissioni di CO₂. Gli impianti, attualmente in costruzione, saranno ultimati entro il 2021.

Firmato nel 2020 un Sale and Purchase Agreement per l'acquisizione da Equinor e SSE Renewables del 20% del progetto eolico offshore Dogger Bank (A e B) in UK, il più grande al mondo del suo genere. L'operazione è stata perfezionata a fine febbraio 2021.

CAPACITÀ INSTALLATA SOLARE ED EOLICA



ENERGIA DA FONTI RINNOVABILI

	(gigawattora)	2020	2019	2018
Produzione di energia da fonti rinnovabili		339,6	60,6	11,6
di cui: fotovoltaico		223,2	60,6	11,6
eolico		116,4		
di cui: Italia		112,2	53,5	11,6
Estero		227,5	7,3	
di cui: autoconsumo ^(a)		23%	60%	75%
Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo		307	174	40
di cui: fotovoltaico		77%	76%	100%
eolico		20%	20%	
potenza installata di storage		3%	4%	

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

La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata pari a 339,6 GWh riferita per 223,2 GWh all'ambito fotovoltaico e per 116,4 GWh all'eolico, con un aumento di 279 GWh rispetto al 2019. L'incremento della produzione rispetto all'anno precedente ha beneficiato dell'entrata in esercizio di nuova capacità, nonché del contributo degli asset già operativi negli Stati Uniti acquisiti nel corso del 2020.

A fine 2020, la capacità totale installata e sanzionata è pari a 1 GW: la capacità totale installata per la generazione di energia da fonti rinnovabili ammonta a 307 MW (in quota Eni e inclusa

la potenza dei sistemi di accumulo), di cui circa 84 MW in Italia e 223 MW all'estero, con 30 impianti in esercizio; la capacità in costruzione/avanzato stato di sviluppo ammonta a circa 0,7 GW e si riferisce principalmente ai progetti eolici offshore Dogger Bank A e B in UK (480 MW in quota Eni) ed alla nuova capacità in Kazakhstan (98 MW, di cui 48 MW eolico onshore e 50 MW solare fotovoltaico).

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

CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (DATI IN QUOTA ENI)

	(megawatt)	(% di possesso Eni)	(tecnologia)	2020	2019	2018
ITALIA				84	82	35
Assemini (CA)		100	fotovoltaico (fisso)	23	23	23
Porto Torres (SS)		100	fotovoltaico (fisso)	31	31	
Volpiano (TO)		100	fotovoltaico (fisso)	18	16	
Gela - ISAF (CL)		100	fotovoltaico (fisso)	5	5	5
Altri impianti (10 impianti)		100	fotovoltaico (tracker/fisso)	7	7	7
ESTERO				223	92	5
Algeria - BRN		50	fotovoltaico (fisso)	5	5	5
Kazakhstan - Badamsha		100	eolico onshore	48	34	
Australia - Katherine		100	fotovoltaico (tracker + storage)	39	39	
Australia - Batchelor & Manton		100	fotovoltaico (tracker)	25		
Pakistan - Bhit		100	fotovoltaico (tracker)	10	10	
Tunisia - Adam		50	fotovoltaico (fisso + storage)	4	4	
Tunisia - Tataouine		50	fotovoltaico (tracker)	5		
Stati Uniti (11 impianti)		49	fotovoltaico (tracker/fisso) ed eolico onshore	87		
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (INCLUSA POTENZA INSTALLATA DI STORAGE)				307	174	40
di cui potenza installata di storage				8	7	
IMPIANTI IN ESERCIZIO A FINE PERIODO				30	15	12

ITALIA

L'impegno di Eni in Italia ha preso il via con il progetto di riconversione industriale mirato alla realizzazione di impianti, prevalentemente ma non esclusivamente fotovoltaici, in aree industriali di proprietà del Gruppo, bonificate e disponibili all'uso.

Ad oggi in Italia, Eni dispone di 15 impianti in esercizio e una capacità installata complessiva di 84 MW:

- Porto Torres (SS), 31 MW: completato a fine 2019 e inaugurato all'inizio del 2020. Ad oggi rappresenta il più grande impianto realizzato da Eni in Italia su terreni di proprietà Eni Rewind.
- Assemini (CA), 23 MW: impianto ubicato all'interno del Sito di Interesse Nazionale (SIN) Sulcis-Iglesiente e delle aree dello Stabilimento di Assemini su terreni di proprietà Eni Rewind e Ing. Luigi Conti Vecchi (ILCV).
- Volpiano (TO), 18 MW: impianto ubicato all'interno dell'area industriale R&M destinata al deposito e stoccaggio di olio.
- Altri impianti per complessivi 12 MW, tra cui Ferrera Erbognone e Gela-Isola 10 (da 1 MW ciascuno) realizzati nel 2018 su terreni di proprietà di società del Gruppo.

A supporto della crescita nel medio-lungo termine, in collaborazione con Eni Rewind sono in corso valutazioni di nuove aree industriali da rendere disponibili all'uso post bonifica.

Ulteriore impulso in questa direzione sarà inoltre assicurato dalla partnership con Cassa Depositi e Prestiti Equity (CDPE) in ambito alla quale a febbraio 2021 è stata costituita la joint venture GreenIT (Eni 51%, CDPE 49%). Facendo leva sull'elevato profilo istituzionale di CDPE e sulle capacità tecniche e sul know-how di Eni, GreenIT avrà l'obiettivo di sviluppare nuovi progetti di energie rinnovabili in Italia sfruttando aree inutilizzate, minimizzando il consumo di suolo destinabile ad altri usi, anche su aree del patrimonio dello Stato per raggiungere una capacità installata al 2025 di circa 1 GW, con investimenti cumulati nel quinquennio per oltre €800 milioni.

ESTERO

Kazakhstan

Con la realizzazione del parco eolico di Badamsha (48 MW) Eni è entrata nel settore della produzione di energia rinnovabile nel

Paese. L'iniziativa ha rappresentato il primo sviluppo progettuale Eni nel settore dell'energia eolica onshore.

Attualmente sono in corso di costruzione un nuovo parco eolico da 48 MW sempre nella regione di Badamsha e un impianto fotovoltaico da 50 MW nei pressi di Shaulder, nella regione meridionale del Paese la cui realizzazione è attesa entro il 2021.

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, nel corso 2020 Eni ha installato ulteriore capacità solare per complessivi 25 MW presso i siti di Bachelor e Manton Dam.

Stati uniti

Nel 2020 Eni ha acquisito una quota pari al 49% (57 MW) degli asset già gestiti da Falck Renewables nel Paese. La joint venture, costituita in ambito agli accordi di partnership con Falck, è oggi pienamente operativa e ha già incrementato la propria capacità acquisendo a fine 2020 gli impianti di Building Energy US (62 MW in Iowa e Maryland, 30 MW quota Eni), nonché un progetto solare da 30 MW in Virginia (15 MW in quota Eni), attualmente in costruzione e il cui completamento è atteso entro il 2021.

Regno unito

A fine 2020 Eni ha sottoscritto un Sale and Purchase Agreement e finalizzato l'acquisito a fine febbraio 2021 del 20% del progetto eolico offshore Dogger Bank (A e B) che prevede l'installazione di 190 turbine di ultima generazione da 13 MW ciascuna a una distanza di oltre 130 km dalle coste britanniche, per una potenza complessiva di 2,4 GW (480 MW quota Eni). Questa acquisizione vede Eni entrare nel mercato eolico offshore del Nord Europa, uno dei mercati più promettenti e stabili al mondo, con due partner che hanno una vasta esperienza nel settore (Equinor e SSE), e con i quali Eni potrà aumentare le proprie competenze nella costruzione e gestione di parchi eolici offshore per progetti futuri anche in altre aree.

INVESTIMENTI TECNICI

	(€ milioni)	2020	2019	2018
- Eni gas e luce		175	173	143
- Power		52	42	46
- Renewables		66	142	49
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI		293	357	238

Tabelle

DATI ECONOMICO-FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Ricavi della gestione caratteristica		43.987	69.881	75.822
Altri ricavi e proventi		960	1.160	1.116
Costi operativi		(36.640)	(54.302)	(59.130)
Altri proventi e oneri operativi		(766)	287	129
Ammortamenti		(7.304)	(8.106)	(6.988)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		(3.183)	(2.188)	(866)
Radiazioni		(329)	(300)	(100)
Utile (perdita) operativo		(3.275)	6.432	9.983
Proventi (oneri) finanziari		(1.045)	(879)	(971)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		(1.658)	193	1.095
Utile (perdita) prima delle imposte		(5.978)	5.746	10.107
Imposte sul reddito		(2.650)	(5.591)	(5.970)
Tax rate (%)		...	97,3	59,1
Utile (perdita) netto		(8.628)	155	4.137
di competenza:				
- azionisti Eni		(8.635)	148	4.126
- interessenze di terzi		7	7	11

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Exploration & Production		13.590	23.572	25.744
Global Gas & LNG Portfolio		7.051	11.779	14.807
Refining & Marketing e Chimica		25.340	42.360	46.483
EGL, Power & Renewables		7.536	8.448	8.218
Corporate e altre attività		1.559	1.676	1.588
Elisioni di consolidamento		(11.089)	(17.954)	(21.018)
		43.987	69.881	75.822

RICAVI DA TERZI

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Exploration & Production		6.359	10.499	9.943
Global Gas & LNG Portfolio		5.362	9.230	11.931
Refining & Marketing e Chimica		24.937	41.976	46.088
EGL, Power & Renewables		7.135	7.972	7.684
Corporate e altre attività		194	204	176
Effetto eliminazione utili interni				
		43.987	69.881	75.822

RICAVI PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Italia		14.717	23.312	25.279
Resto dell'Unione Europea		9.508	18.567	20.408
Resto dell'Europa		8.191	6.931	7.052
Americhe		2.426	3.842	5.051
Asia		4.182	8.102	9.585
Africa		4.842	8.998	8.246
Altre aree		121	129	201
Totale estero		29.270	46.569	50.543
		43.987	69.881	75.822

RICAVI PER AREA GEOGRAFICA DI ORIGINE

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Italia		29.116	46.763	51.733
Resto dell'Unione Europea		5.508	7.029	8.004
Resto dell'Europa		1.226	1.909	2.496
Americhe		1.838	3.290	3.627
Asia		846	1.068	1.165
Africa		5.271	9.587	8.599
Altre aree		182	235	198
Totale estero		14.871	23.118	24.089
		43.987	69.881	75.822

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		21.432	36.272	41.125
Costi per servizi		9.710	11.589	10.625
Costi per godimento di beni di terzi		876	1.478	1.820
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri		349	858	1.120
Altri oneri		1.317	879	1.130
<i>a dedurre:</i>				
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		(133)	(202)	(198)
		33.551	50.874	55.622

CORRISPETTIVI DI REVISIONE CONTABILE E DEI SERVIZI DIVERSI DALLA REVISIONE

	(€ migliaia)	2020	2019	2018
Revisione contabile		19.605	15.748	25.445
Servizi di audit		1.412	1.045	1.628
		21.017	16.793	27.073

COSTO LAVORO

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Salari e stipendi		2.193	2.417	2.409
Oneri sociali		458	449	448
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti		102	85	220
Altri costi		239	213	170
<i>a dedurre:</i>				
incrementi per lavori interni		(129)	(168)	(154)
		2.863	2.996	3.093

AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, RIPRESE DI VALORE E RADIAZIONI

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Exploration & Production		6.273	7.060	6.152
Global Gas & LNG Portfolio		125	124	226
Refining & Marketing e Chimica		575	620	399
EGL, Power & Renewables		217	190	182
Corporate e altra attività		146	144	59
Effetto eliminazione utili interni		(32)	(32)	(30)
Totale ammortamenti		7.304	8.106	6.988
Exploration & Production		1.888	1.217	726
Global Gas & LNG Portfolio		2	(5)	(73)
Refining & Marketing e Chimica		1.271	922	193
EGL, Power & Renewables		1	42	2
Corporate e altre attività		21	12	18
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		3.183	2.188	866
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette		10.487	10.294	7.854
Radiazioni		329	300	100
		10.816	10.594	7.954

UTILE OPERATIVO PER SETTORE

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Exploration & Production		(610)	7.417	10.214
Global Gas & LNG Portfolio		(332)	431	387
Refining & Marketing e Chimica		(2.463)	(682)	(501)
EGL, Power & Renewables		660	74	340
Corporate e altre attività		(563)	(688)	(668)
Effetto eliminazione utili interni		33	(120)	211
		(3.275)	6.432	9.983

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI NETTI

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(913)	(962)	(627)
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari		(517)	(618)	(565)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		31	127	32
- Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori		(102)	(122)	(120)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing		(347)	(378)	
- Interessi attivi verso banche		10	21	18
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		12	8	8
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		351	(14)	(307)
- Strumenti finanziari derivati su valute		391	9	(329)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		(40)	(23)	22
Differenze di cambio		(460)	250	341
Altri proventi (oneri) finanziari		(96)	(246)	(430)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		97	112	132
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(190)	(255)	(249)
- Altri proventi (oneri) finanziari		(3)	(103)	(313)
		(1.118)	(972)	(1.023)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		73	93	52
		(1.045)	(879)	(971)

PROVENTI (ONERI) NETTI SU PARTECIPAZIONI

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto		38	161	409
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto		(1.733)	(184)	(430)
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni			19	22
Dividendi		150	247	231
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto		(38)	(65)	(47)
Altri proventi (oneri) netti		(75)	15	910
		(1.658)	193	1.095

STATO PATRIMONIALE

	(€ milioni)	31 Dic. 2020	31 Dic. 2019	31 Dic. 2018
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari		53.943	62.192	60.302
Diritto di utilizzo beni in leasing		4.643	5.349	
Attività immateriali		2.936	3.059	3.170
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		995	1.371	1.217
Partecipazioni		7.706	9.964	7.963
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		1.037	1.234	1.314
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(1.361)	(2.235)	(2.399)
		69.899	80.934	71.567
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze		3.893	4.734	4.651
Crediti commerciali		7.087	8.519	9.520
Debiti commerciali		(8.679)	(10.480)	(11.645)
Attività (passività) tributarie nette		(2.198)	(1.594)	(1.364)
Fondi per rischi e oneri		(13.438)	(14.106)	(11.626)
Altre attività (passività) di esercizio		(1.328)	(1.864)	(860)
		(14.663)	(14.791)	(11.324)
Fondi per benefici ai dipendenti		(1.201)	(1.136)	(1.117)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		44	18	236
CAPITALE INVESTITO NETTO		54.079	65.025	59.362
Patrimonio netto				
<i>di competenza: - azionisti Eni</i>		37.415	47.839	51.016
<i>- interessenze di terzi</i>		78	61	57
		37.493	47.900	51.073
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		11.568	11.477	8.289
Passività per leasing:		5.018	5.648	
- di cui working interest Eni		3.366	3.672	
- di cui working interest follower		1.652	1.976	
Indebitamento finanziario netto post lease liability ex IFRS 16		16.586	17.125	
COPERTURE		54.079	65.025	59.362
Leverage		0,44	0,36	0,16
Gearing		0,31	0,26	0,14

IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Immobilitazioni materiali lorde				
Exploration & Production		150.613	159.597	151.046
Global Gas & LNG Portfolio		2.164	2.332	2.286
Refining & Marketing e Chimica		26.713	26.154	25.428
EGL, Power & Renewables		3.641	3.402	3.249
Corporate e altre attività		2.134	1.944	1.875
Effetto eliminazione utili interni		(624)	(614)	(600)
		184.641	192.815	183.284
Immobilitazioni materiali nette				
Exploration & Production		48.296	55.702	53.535
Global Gas & LNG Portfolio		579	738	826
Refining & Marketing e Chimica		4.132	5.015	5.300
EGL, Power & Renewables		860	708	624
Corporate e altre attività		348	323	327
Effetto eliminazione utili interni		(272)	(294)	(310)
		53.943	62.192	60.302

INVESTIMENTI

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Exploration & Production		3.472	6.996	7.901
Global Gas & LNG Portfolio		11	15	26
Refining & Marketing e Chimica		771	933	877
EGL, Power & Renewables		293	357	238
Corporate e altre attività		107	89	94
Effetto eliminazione utili interni		(10)	(14)	(17)
Investimenti tecnici		4.644	8.376	9.119
Investimenti in partecipazioni/business combination		392	3.008	244
Totale investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination		5.036	11.384	9.363

INVESTIMENTI TECNICI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Italia		1.198	1.402	1.424
Resto dell'Unione Europea		152	306	267
Resto dell'Europa		119	9	538
Africa		1.443	3.902	4.533
America		441	1.017	534
Asia		1.267	1.685	1.782
Altre aree		24	55	41
Totale estero		3.446	6.974	7.695
Investimenti tecnici		4.644	8.376	9.119

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

	(€ milioni)	Debiti finanziari e obbligazioni	Disponibilità liquide ed equivalenti	Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	Passività per beni in leasing	Totale
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

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Utile (perdita) netto		(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		12.641	10.480	7.657
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(9)	(170)	(474)
- dividendi, interessi e imposte		3.251	6.224	6.168
Variazione del capitale di esercizio		(18)	366	1.632
Dividendi incassati da partecipate		509	1.346	275
Imposte pagate		(2.049)	(5.068)	(5.226)
Interessi (pagati) incassati		(875)	(941)	(522)
Flusso di cassa netto da attività operativa		4.822	12.392	13.647
Investimenti tecnici		(4.644)	(8.376)	(9.119)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(392)	(3.008)	(244)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		28	504	1.242
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(735)	(254)	942
Free cash flow		(921)	1.258	6.468
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		1.156	(279)	(357)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		3.115	(1.540)	320
Rimborso di passività per beni in leasing		(869)	(877)	
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.968)	(3.424)	(2.957)
Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		2.975		
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(69)	1	18
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		3.419	(4.861)	3.492
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted		6.726	11.700	12.529

VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

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

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 che il management valuta straordinari o non correlati alla gestione industriale (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni e le riprese di valore di asset, le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali ed immateriali e di partecipazioni, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura dei rischi commodity/cambio privi dei requisiti formali per l'hedge accounting o per la "own use exemption" e per analogia gli effetti valutativi relativi ad attività/passività nell'ambito di relazioni di "natural hedge" dei rischi summenzionati, nonché le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Corrispondentemente è considerata avere natura "special" anche la componente di risultato della valutazione a equity delle partecipazioni in joint venture e imprese collegate per la quota riferibile ai suddetti oneri e proventi (after tax). 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. Analogamente a quanto previsto per gli special item, è oggetto di esclusione il profit or loss on stock incluso nei risultati dalle imprese partecipate valutate all'equity. 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 finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa.

Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion 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. Inoltre, le differenze e derivati in cambi 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, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "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. Analogamente sono classificati come special items gli effetti valutativi relativi ad attività/passività impiegate in una relazione di

natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante. 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.

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/rimborso 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, dei titoli held for trading e degli altri titoli

non strumentali all'attività operativa, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	EGL, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
2020	(€ milioni)						
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)
di competenza:							
- 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.

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	EGL, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
2019	(€ milioni)						
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	EGL, Power & Renewables	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)	2020	2019	2018
Special item dell'utile (perdita) operativo		3.855	2.388	1.161
- oneri ambientali		(25)	338	325
- svalutazioni (riprese di valore) nette		3.183	2.188	866
- plusvalenze nette su cessione di asset		(9)	(151)	(452)
- accantonamenti a fondo rischi		149	3	380
- oneri per incentivazione all'esodo		123	45	155
- derivati su commodity		440	(439)	(133)
- differenze e derivati su cambi		(160)	108	107
- ripristino ammortamenti Eni Norge				(375)
- altro		154	296	288
Oneri (proventi) finanziari		152	(42)	(85)
<i>di cui:</i>				
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		160	(108)	(107)
Oneri (proventi) su partecipazioni		1.655	188	(798)
<i>di cui:</i>				
- plusvalenza da cessione			(46)	(909)
- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		1.207	148	67
Imposte sul reddito		1.278	351	110
Totale special item dell'utile (perdita) netto		6.940	2.885	388

UTILE OPERATIVO ADJUSTED PER SETTORE

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Exploration & Production		1.547	8.640	10.850
Global Gas & LNG Portfolio		326	193	278
Refining & Marketing e Chimica		6	21	360
EGL, Power & Renewables		465	370	262
Corporate e altre attività		(507)	(602)	(583)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		61	(25)	73
		1.898	8.597	11.240

UTILE NETTO ADJUSTED PER SETTORE

	(€ milioni)	2020	2019	2018
Exploration & Production		124	3.436	4.955
Global Gas & LNG Portfolio		211	100	118
Refining & Marketing e Chimica		(246)	(42)	224
EGL, Power & Renewables		329	275	189
Corporate e altre attività		(1.205)	(866)	(948)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		36	(20)	56
		(751)	2.883	4.594
<i>di cui:</i>				
azionisti Eni		(758)	2.876	4.583
interessenze di terzi		7	7	11

PERSONALE

PERSONALE A FINE PERIODO

	(numero)	2020	2019	2018
Exploration & Production	Italia	3.692	3.491	3.477
	Estero	6.123	6.781	6.971
		9.815	10.272	10.448
Global Gas & LNG Portfolio	Italia	290	293	318
	Estero	410	418	416
		700	711	734
Refining & Marketing e Chimica	Italia	8.915	9.035	8.863
	Estero	2.556	2.591	2.594
		11.471	11.626	11.457
EGL, Power & Renewables	Italia	1.679	1.698	1.719
	Estero	413	358	337
		2.092	2.056	2.056
Corporate e altre attività	Italia	6.999	6.971	6.625
	Estero	418	417	381
		7.417	7.388	7.006
Totale occupazione a fine periodo	Italia	21.575	21.488	21.002
	Estero	9.920	10.565	10.699
		31.495	32.053	31.701

DETTAGLIO PER QUALIFICA

	(numero)	2020	2019	2018
Dirigenti		982	1.037	1.025
Quadri		9.245	9.461	9.227
Impiegati		16.285	16.403	16.208
Operai		4.983	5.152	5.241
Totale		31.495	32.053	31.701
<i>di cui:</i>				
<i>controllate</i>		30.775	31.321	30.950
<i>joint operations</i>		720	732	751

DATI INFRANNUALI

PRINCIPALI DATI ECONOMICO-FINANZIARI^(a)

(€ milioni)	2020					2019				
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Ricavi della gestione caratteristica	13.873	8.157	10.326	11.631	43.987	18.540	18.440	16.686	16.215	69.881
Utile (perdita) operativo	(1.095)	(2.680)	220	280	(3.275)	2.518	2.231	1.861	(178)	6.432
Utile (perdita) operativo adjusted:	1.307	(434)	537	488	1.898	2.354	2.279	2.159	1.805	8.597
<i>Exploration & Production</i>	1.037	(807)	515	802	1.547	2.308	2.140	2.141	2.051	8.640
<i>Global Gas & LNG Portfolio</i>	233	130	64	(101)	326	166	4	69	(46)	193
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	16	73	21	(104)	6	(18)	51	149	(161)	21
<i>EGL, Power & Renewables</i>	191	85	57	132	465	164	35	15	156	370
<i>Corporate e altre attività</i>	(204)	(135)	(84)	(84)	(507)	(132)	(123)	(144)	(203)	(602)
<i>Effetto eliminazione degli utili interni e altre elisioni</i>	34	220	(36)	(157)	61	(134)	172	(71)	8	(25)
Utile (perdita) netto ^(b)	(2.929)	(4.406)	(503)	(797)	(8.635)	1.092	424	523	(1.891)	148
Investimenti tecnici	1.590	978	889	1.187	4.644	2.239	1.997	1.899	2.241	8.376
Investimenti in partecipazioni	222	42	95	33	392	30	21	2.931	26	3.008
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	18.681	19.971	19.853	16.586	16.586	14.496	13.591	18.517	17.125	17.125

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

(b) Di competenza Eni.

DATI DI SCENARIO

	2020					2019				
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		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	63,20	68,82	61,94	63,25	64,30
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,103	1,101	1,169	1,193	1,142	1,136	1,124	1,112	1,107	1,119
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	45,56	26,51	36,78	37,08	36,49	55,65	61,25	55,70	57,13	57,44
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	3,6	2,3	0,7	0,2	1,7	3,4	3,7	6,0	4,2	4,3

(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.

PRINCIPALI DATI OPERATIVI

		2020				2019					
		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	892	853	817	809	843	887	867	893	926	893
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	135	132	133	136	134	146	148	152	152	150
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.790	1.729	1.701	1.713	1.733	1.841	1.834	1.888	1.921	1.871
<i>Italia</i>		112	106	105	103	107	132	123	120	117	123
<i>Resto d'Europa</i>		256	243	224	228	237	170	146	146	191	163
<i>Africa Settentrionale</i>		252	258	253	264	257	374	388	372	393	382
<i>Egitto</i>		303	266	290	304	291	336	346	369	363	354
<i>Africa Sub-Sahariana</i>		372	386	369	347	368	363	399	395	385	386
<i>Kazakhstan</i>		174	167	144	168	163	148	120	169	163	150
<i>Resto dell'Asia</i>		193	173	172	167	176	181	179	183	174	179
<i>America</i>		110	114	127	114	117	107	106	106	106	106
<i>Australia e Oceania</i>		18	16	17	18	17	30	27	28	29	28
Produzione venduta di idrocarburi	(mln boe)	144,7	143,8	142,6	144,1	575,2	152,3	150,0	162,0	166,3	630,6
Vendite di gas naturale a terzi -GGP	(mld mc)	14,37	11,95	13,96	16,17	56,45	18,84	15,71	14,59	14,78	63,92
Autoconsumo di gas naturale		1,53	1,44	1,58	1,58	6,13	1,62	1,43	1,65	1,55	6,25
Vendite a terzi e autoconsumo		15,90	13,39	15,54	17,75	62,58	20,46	17,14	16,24	16,33	70,17
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		0,69	0,46	0,44	0,82	2,41	0,75	0,62	0,59	0,72	2,68
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale - GGP		16,59	13,85	15,98	18,57	64,99	21,21	17,76	16,83	17,05	72,85
Vendere retail gas		3,63	0,88	0,66	2,51	7,68	3,99	1,41	0,74	2,48	8,62
Vendite retail energia elettrica a clienti finali	(TWh)	3,28	2,74	3,07	3,40	12,49	2,75	2,47	2,75	2,95	10,92
Vendite di energia elettrica/clienti liberi		6,50	5,60	6,65	6,58	25,33	7,32	6,73	7,37	6,86	28,28
Vendite di prodotti petroliferi:	(mln ton)	6,64	5,85	7,42	6,18	26,08	7,66	8,14	8,47	8,00	32,27
<i>Rete Italia</i>		1,12	0,89	1,41	1,14	4,56	1,38	1,48	1,53	1,42	5,81
<i>Extrarete Italia</i>		1,51	1,16	1,58	1,50	5,75	1,70	1,98	2,07	1,93	7,68
<i>Rete resto d'Europa</i>		0,52	0,43	0,61	0,49	2,05	0,56	0,62	0,66	0,60	2,44
<i>Extrarete resto d'Europa</i>		0,57	0,59	0,63	0,61	2,40	0,56	0,59	0,76	0,72	2,63
<i>Extrarete altro estero</i>		0,12	0,11	0,12	0,13	0,48	0,11	0,12	0,12	0,13	0,48
<i>Altre vendite</i>		2,80	2,67	3,07	2,30	10,85	3,35	3,35	3,33	3,20	13,23

TABELLA DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA

PETROLIO

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

1 barile	(bbl)	158,987	l petrolio ^(a)	0,159 m ³ petrolio	162,602	m ³ gas	5.310	ft ³ gas
					5.800.000	btu		
1 barile/g	(bbl/g)	~50	t/anno					
1 metro cubo	(m ³)	1.000	l petrolio	6,65 bbl	1.033	m ³ gas	36.481	ft ³ gas
1 tonnellata equivalente di petrolio	(tep)	1.160,49	l petrolio	7,299 bbl	1,161	m ³ petrolio	1.187 m ³ gas	41.911 ft ³ gas

GAS

1 metro cubo	(m ³)	0,976	l petrolio	0,00665 bbl	35.314,67	btu	35.315	ft ³ gas
1.000 piedi cubi	(ft ³)	27,637	l petrolio	0,1742 bbl	1.000.000	btu	27,317 m ³ gas	0,02386 tep
1.000.000 british thermal unit	(btu)	27,4	l petrolio	0,17 bbl	0,027	m ³ petrolio	28,3 m ³ gas	1.000 ft ³ gas
1 tonnellata di GNL	(tGNL)	1,2	tep	8,9 bbl	52.000.000	btu	52.000	ft ³ gas

ENERGIA ELETTRICA

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

(a) 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 (ft ³)	barile (bbl)	litro (l)	metro cubo (m ³)
ft ³	1	0	28,32	0,02832
bbl	5,310	1	159	0,158984
l	0,035315	0,0065	1	0,001
m ³	35,31485	6,65	10 ³	1



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia
Capitale Sociale al 31 dicembre 2020: € 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



ELEMENTAL
CHLORINE
FREE
GUARANTEED





00271