

Eni
Fact Book
2019



La nostra Mission



Siamo un'impresa dell'energia.

Sosteniamo concretamente una transizione energetica socialmente equa,

con l'obiettivo di preservare il nostro pianeta

e promuovere l'accesso alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile per tutti.

Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione.

Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.

Sulle pari dignità delle persone, riconoscendo la diversità come risorsa fondamentale per lo sviluppo dell'umanità.

Sulla responsabilità, integrità e trasparenza del nostro agire.

Crediamo nella partnership di lungo termine con i Paesi e le comunità che ci ospitano per creare valore condiviso duraturo.



La nuova 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.

THE SUSTAINABLE DEVELOPMENT GOALS Obiettivi globali per lo sviluppo sostenibile

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



Eni Fact Book 2019

Il Fact Book Eni è un supplemento alla Relazione Finanziaria Annuale e fornisce informazioni finanziarie e operative integrative alla stessa. Il Fact Book contiene dichiarazioni previsionali (forward-looking statements) relative a: piani di investimento, dividendi, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: 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.

Indice

Eni in sintesi	4
Principali dati	6
Exploration & Production	11
Gas & Power	61
Refining & Marketing e Chimica	70
Focus su Energie Rinnovabili ed Economia Circolare	85

TABELLE

Dati economico-finanziari	88
Personale	105
Dati infrannuali	106

Eni in sintesi

Eni è una società integrata dell'energia con eccellenti fondamentali, in grado di generare ritorni al top dell'industria grazie ad una cash neutrality progressivamente ridotta e con una strategia che coniuga gli obiettivi di crescita in un mercato dell'energia in forte evoluzione con una significativa riduzione dell'impronta carbonica del business, contribuendo attivamente al processo di transizione energetica e supportando gli obiettivi dell'Accordo di Parigi.

Nel 2019 Eni ha conseguito ottimi risultati, rafforzato il portafoglio di bu-

siness attraverso la diversificazione geografica grazie all'espansione in Medio Oriente nell'upstream e nella raffinazione, alla crescita in Egitto e Indonesia, allo sviluppo su scala globale del business del GNL, nonché al potenziamento della piattaforma produttiva in Norvegia con l'operazione Vår Energi e il successivo acquisto da parte della JV degli asset ExxonMobil. È stato avviato il processo di riposizionamento strategico di R&M e di Versalis nei business green e dell'economia circolare con l'avvio della bio-raffineria di Gela e il lancio della nuova linea di polimeri da riciclo meccanico delle plastiche usate.

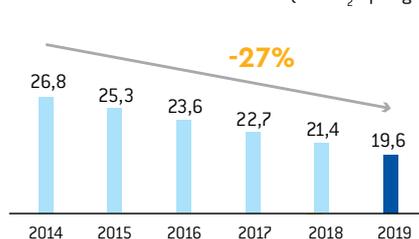
GRUPPO ENI

		2019	2018	2017	2016	2015	2014
Utile (perdita) operativo adjusted	(€ milioni)	8.597	11.240	5.803	2.315	5.708	12.337
Utile (perdita) netto adjusted		2.876	4.583	2.379	(340)	803	3.723
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.392	13.647	10.117	7.673	12.875	14.469
Indebitamento finanziario netto ante IFRS16		11.477	8.289	10.916	14.776	16.871	13.685
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi 100% operata - upstream	(tonnellate di CO ₂ eq/migliaia di boe)	19,58	21,44	22,75	23,56	25,32	26,83

Il business Oil & Gas tradizionale è stato consolidato anche grazie all'accelerazione del percorso di decarbonizzazione con la riduzione dell'intensità emissiva upstream al ritmo del 6% annuo dalla baseline 2014 (-26% cumulato nel periodo), lo sviluppo del business della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in sinergia con gli asset in portafoglio, la riconversione bio delle raffinerie, il lancio della chimica verde e dei progetti di economia circolare basati sull'utilizzo di materie prime sostenibili e sul riciclo/riuso dei rifiuti (organici e non) e, infine, con l'avvio delle iniziative "forestry" di conservazione delle foreste, complementari alla strategia low carbon.

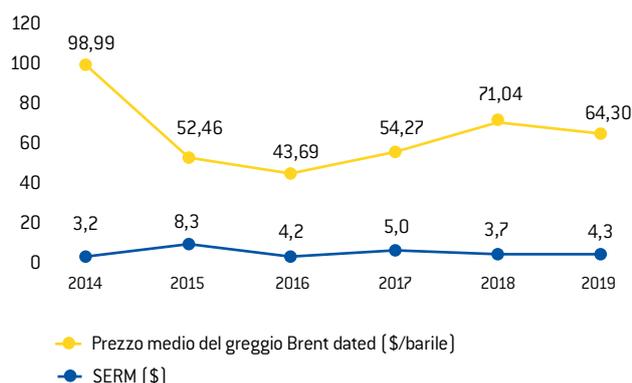
Tali risultati sono maturati in un contesto operativo e di mercato sfidante a causa del rallentamento del ciclo macroeconomico globale, della decelerazione nel commercio internazionale nonché di sviluppi geopolitici avversi. L'insieme di questi fattori ha frenato la domanda di commodity energetiche e i consumi di carburanti e di

INTENSITÀ EMISSIVA UPSTREAM (tonCO₂ eq/migliaia di boe)

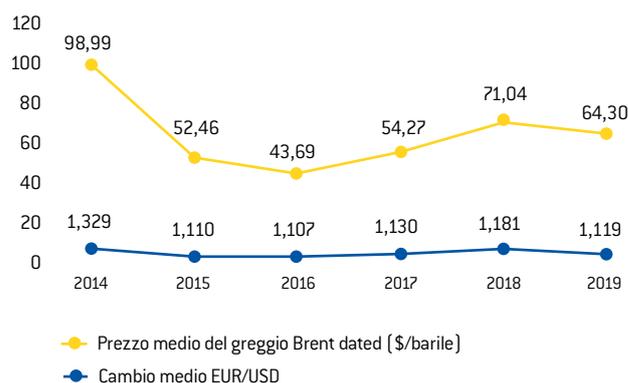


materie plastiche a livello globale, amplificando gli impatti negativi della sovrapproduzione di petrolio e gas nella fase upstream e della pressione competitiva da parte di produttori con strutture di costo più vantaggiose e dell'eccesso di capacità nelle fasi downstream raffinazione/chimica.

BRENT VS. STANDARD ENI REFINING MARGIN (SERM)



BRENT VS. CAMBIO MEDIO EUR/USD

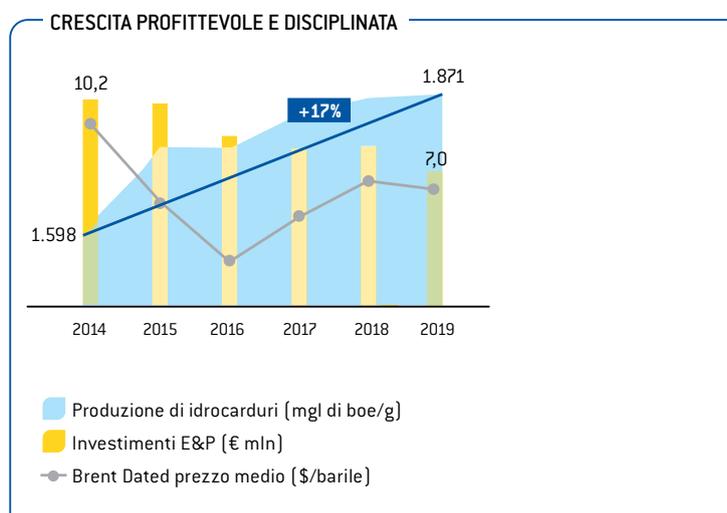


Nonostante lo scenario sfavorevole che ha caratterizzato l'industria dal 2014, siamo cresciuti organicamente in modo finanziariamente disciplinato facendo leva sull'esplorazione di successo valorizzata anche secondo il Dual Exploration Model e sulla riduzione del time-to-market delle riserve, aggiornando di anno in anno i nostri record di produzione di olio e gas con un incremento complessivo del 17% rispetto al 2014, raggiungendo un livello di 1,87 milioni di boe/giorno.

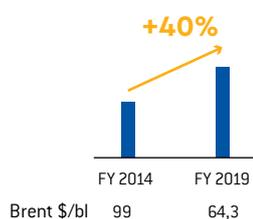
Abbiamo ristrutturato i business del gas e della raffinazione attraverso azioni di efficienza e di ottimizzazione, rendendoli non solo finanziariamente autosufficienti, ma anche in grado di contribuire stabilmente alla generazione di cassa del Gruppo.

Questa strategia ha dimezzato la cash neutrality, oggi in grado di coprire i costi, gli investimenti e il dividendo con il cash flow della gestione a un prezzo del Brent, allo scenario di budget, di 55 \$/barile rispetto ai 114 \$/barile della baseline 2014. L'attuazione è avvenuta senza l'aumento ma anzi con la riduzione degli investimenti e così l'indebitamento finanziario netto è stato ridotto del

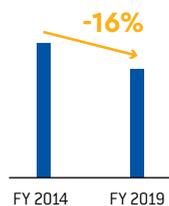
16% al di sotto di €12 miliardi, dopo la distribuzione nel periodo di dividendi per cassa per oltre €19 miliardi e la prima tranche del buy-back dell'azione Eni per €0,4 miliardi.



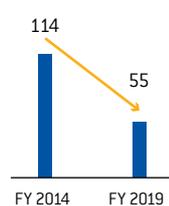
FREE CASH FLOW ORGANICO
(€ mld)



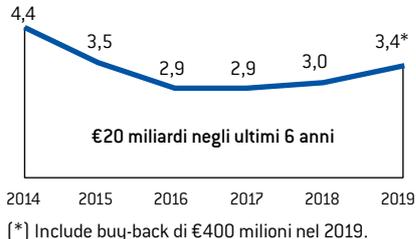
DEBITO NETTO
(€ mld)



CASH NEUTRALITY
(\$/bl)



REMUNERAZIONE AZIONISTI ENI
(€ mld)



	2014	2019
UPSTREAM ESPLORAZIONE	 +17% ↑ -49% ↓	PRODUZIONE 1.871 MGL DI BOE/G BREAK EVEN DEI PRINCIPALI PROGETTI 23 \$/BARILE
GNL ENI GAS E LUCE	 +76% ↑ +11% ↑	VOLUMI CONTRATTATI DI GNL ~9,5 MTPA PUNTI DI FORNITURA 9,4 MLN
DOWNSTREAM	 ↑	CAPACITÀ DI BIO-RAFFINAZIONE 0,7 MLN TON/A
RINNOVABILI & DECARBONIZZAZIONE	 -27% ↓ ↑	190 MW DI CAPACITÀ INSTALLATA INTENSITÀ EMISSIVA UPSTREAM 19,6 tonCO ₂ eq/MGL DI BOE
DATI FINANZIARI	 -37% ↓ +40% ↑ -16% ↓	NET CAPEX €7,7 MLD FREE CASH FLOW ORGANICO €4,1 MLD DEBITO NETTO (ANTE IFRS 16) €11,5 MLD

Principali dati

PRINCIPALI DATI ECONOMICO-FINANZIARI

	(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Ricavi della gestione caratteristica		69.881	75.822	66.919	55.762	72.286	98.218
<i>di cui: Exploration & Production</i>		23.572	25.744	19.525	16.089	21.436	28.488
<i>Gas & Power</i>		50.015	55.690	50.623	40.961	52.096	73.434
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		23.334	25.216	22.107	18.733	22.639	28.994
<i>Corporate e altre attività</i>		1.681	1.589	1.462	1.343	1.468	1.429
<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>		(28.721)	(32.417)	(26.798)	(21.364)	(25.353)	(34.127)
Utile (perdita) operativo		6.432	9.983	8.012	2.157	(3.076)	8.965
<i>di cui: Exploration & Production</i>		7.417	10.214	7.651	2.567	(959)	10.727
<i>Gas & Power</i>		699	629	75	(391)	(1.258)	64
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		(854)	(380)	981	723	(1.567)	(2.811)
<i>Corporate e altre attività</i>		(710)	(691)	(668)	(681)	(497)	(518)
<i>Effetto eliminazione utili interni</i>		(120)	211	(27)	(61)	1.205	1.503
Utile (perdita) operativo		6.432	9.983	8.012	2.157	(3.076)	8.965
<i>Esclusione special item</i>		2.388	1.161	(1.990)	333	7.648	1.912
<i>Eliminazione (utile) perdita di magazzino</i>		(223)	96	(219)	(175)	1.136	1.460
Utile (perdita) operativo adjusted^(a)		8.597	11.240	5.803	2.315	5.708	12.337
<i>di cui: Exploration & Production</i>		8.640	10.850	5.173	2.494	4.182	11.679
<i>Gas & Power</i>		654	543	214	(390)	(126)	168
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		(48)	380	991	583	695	(412)
<i>Corporate e altre attività</i>		(624)	(606)	(542)	(452)	(369)	(443)
<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>		(25)	73	(33)	80	1.326	1.345
Utile (perdita) netto di Gruppo^(b)		148	4.126	3.374	(1.464)	(8.778)	1.303
<i>di cui: continuing operations</i>		148	4.126	3.374	(1.051)	(7.952)	1.720
<i>discontinuing operations</i>					(413)	(826)	(417)
Utile (perdita) netto adjusted^{(a)(b)}		2.876	4.583	2.379	(340)	803	3.723
Flusso di cassa netto da attività operativa		12.392	13.647	10.117	7.673	12.875	14.469
Flusso di cassa netto da attività operativa - standalone^(a)		12.392	13.647	10.117	7.673	12.155	13.544
Investimenti tecnici		8.376	9.119	8.681	9.180	10.741	11.178
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		47.900	51.073	48.079	53.086	57.409	65.641
Indebitamento finanziario netto ante lease liability ex IFRS 16		11.477	8.289	10.916	14.776	16.871	13.685
Indebitamento finanziario netto post lease liability ex IFRS 16		17.125	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,24	0,16	0,23	0,28	0,29	0,21
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,36	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Capitale investito netto		65.025	59.362	58.995	67.862	74.280	79.326
<i>di cui: Exploration & Production</i>		53.358	50.358	49.801	57.910	53.968	51.061
<i>Gas & Power</i>		2.744	3.143	3.394	4.100	5.803	9.031
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		10.387	7.371	7.440	6.981	6.986	9.711

(a) Misure di risultato non-GAAP. I dati 2014-2015 sono elaborati su base standalone cioè escludono del tutto e non limitatamente ai rapporti con terzi, il contributo di Saipem alle continuing operations, assumendo pertanto il deconsolidamento della stessa.

(b) Di competenza Eni.

PRINCIPALI INDICATORI DI MERCATO

		2019	2018	2017	2016	2015	2014
Prezzo medio greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	64,30	71,04	54,27	43,69	52,46	98,99
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,119	1,181	1,130	1,107	1,110	1,329
Prezzo medio del greggio Brent dated	(€)	57,44	60,15	48,03	39,47	47,26	74,48
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$)	4,3	3,7	5,0	4,2	8,3	3,2
TTF	(€/mgl di metri cubi)	142	243	183	148	210	221
PSV	(€/mgl di metri cubi)	171	260	211	168	234	246

(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

		2019	2018	2017	2016	2015	2014
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	32.053	31.701	32.934	33.536	34.196	34.846
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,34	0,35	0,33	0,35	0,45	0,71
<i>di cui: dipendenti</i>		0,21	0,37	0,30	0,36	0,41	0,56
<i>contrattisti</i>		0,39	0,34	0,34	0,35	0,47	0,79
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	7.258	6.687	6.559	5.913	16.481	15.562
<i>di cui: da atti di sabotaggio</i>		6.222	4.022	3.236	4.682	14.847	14.401
<i>operativi</i>		1.036	2.665	3.323	1.231	1.634	1.161
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	41,20	43,35	43,15	42,15	43,28	42,88
<i>di cui: CO₂ equivalente da combustione e da processo</i>		32,27	33,89	33,03	32,39	32,48	31,34
<i>CO₂ equivalente da flaring</i>		6,49	6,26	6,83	5,40	5,51	5,73
<i>CO₂ equivalente da venting</i>		1,88	2,12	2,15	2,35	2,75	2,64
<i>CO₂ equivalente da emissioni fuggitive di metano</i>		0,56	1,08	1,14	2,01	2,54	3,18
Spesa in R&S	(€ milioni)	194	197	185	161	176	174
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	34	43	27	40	33	64

Exploration & Production		2019	2018	2017	2016	2015	2014
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.502	11.645	11.970	12.494	12.821	12.777
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,33	0,30	0,28	0,34	0,34	0,56
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	7.268	7.153	6.990	7.490	6.890	6.602
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,6	10,6	10,5	11,6	10,7	11,3
Produzione di idrocarburi ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	1.871	1.851	1.816	1.759	1.760	1.598
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	92	100	103	193	148	112
Profit per boe ^(b)	(\$/boe)	5,1	9,3	8,7	2,0	(3,8)	9,9
Opex per boe ^(a)		6,4	6,8	6,6	6,2	7,2	8,4
Finding & Development cost per boe ^{(a)(c)}		15,5	10,4	10,4	13,2	19,3	21,5
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	22,75	24,06	24,02	22,46	24,50	24,30
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi 100% operata ^(d)	(tonnellate di CO ₂ eq/migliaia di boe)	19,58	21,44	22,75	23,56	25,32	26,83
Acqua di formazione reiniettata	(%)	58	60	59	58	56	56
Volume di idrocarburi inviati a flaring	(miliardi di Sm ³)	1,9	1,9	2,3	1,9	2,0	1,8
<i>di cui: di processo</i>		1,2	1,4	1,6	1,5	1,6	1,7
Volumi totali oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	988	1.595	3.022	1.097	1.177	936

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

(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

(d) Produzione di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 1.114 mln di boe, 1.067 mln di boe, 998 mln di boe, 894 mln di boe, 913 mln di boe e 853 mln di boe, rispettivamente nel 2019, 2018, 2017, 2016, 2015 e 2014.

Gas & Power		2019	2018	2017	2016	2015	2014
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	3.015	3.040	4.313	4.261	4.484	4.561
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,59	0,56	0,37	0,29	0,89	0,82
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	73,07	76,71	80,83	86,31	87,72	86,11
<i>di cui: in Italia</i>		37,85	39,03	37,43	38,43	38,44	34,04
<i>internazionali</i>		35,22	37,68	43,40	47,88	49,28	52,07
Vendite GNL		10,1	10,3	8,3	8,1	9,0	8,9
Clienti retail in Italia	(milioni)	7,7	7,7	7,7	7,7	7,8	7,9
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	10,47	11,08	11,30	11,17	10,57	10,12
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(gCO ₂ eq/kWheq)	394	402	395	398	409	409
Capacità installata centrali elettriche	(GW)	4,7	4,7	4,7	4,7	4,9	4,9
Energia elettrica prodotta	(terawattora)	21,66	21,62	22,42	21,78	20,69	19,55
Vendite di energia elettrica		39,49	37,07	35,33	37,05	34,88	33,58

Refining & Marketing e Chimica		2019	2018	2017	2016	2015	2014
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.291	11.136	10.916	10.858	10.995	11.884
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,27	0,56	0,62	0,38	1,07	1,51
Volumi totali oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	48	1.069	289	134	427	225
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	7,97	8,19	7,82	8,50	8,19	8,45
Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq)	4,16	4,80	5,18	4,35	6,17	6,84
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	(milioni di tonnellate)	22,74	23,23	24,02	24,52	26,41	25,03
Quota di mercato rete in Italia	(%)	23,7	24,0	24,3	24,3	24,5	25,6
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	8,25	8,39	8,54	8,59	8,89	9,21
Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	5.411	5.448	5.544	5.622	5.846	6.220
Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	1.766	1.776	1.783	1.742	1.754	1.725
Capacità bilanciata delle raffinerie (quota Eni)	(migliaia di barili/giorno)	732	548	548	548	548	617
Capacità di bioraffinazione	(migliaia di tonnellate/anno)	660	360	360	360	360	360
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	256	219	206	191	179	105
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate CO ₂ eq/migliaia di tonnellate)	248	253	258	278	253	301
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.068	9.483	8.955	8.809	8.670	7.926
Vendite di prodotti petrolchimici		4.285	4.938	4.646	4.745	4.813	4.681
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	67	76	73	72	73	71

ENI IN BORSA

Dati per azione

		2019	2018	2017	2016	2015	2014
Utile (perdita) netto ^{(a)(b)}	(€)	0,04	1,15	0,94	(0,29)	(2,21)	0,48
Dividendo		0,86	0,83	0,80	0,80	0,80	1,12
Dividendi per esercizio di competenza ^(c)	(€ milioni)	3.089	2.989	2.881	2.881	2.880	4.037
Dividendi pagati nell'esercizio		3.018	2.954	2.880	2.881	3.457	4.006
Cash flow	(€)	3,45	3,79	2,81	2,13	3,58	4,01
Dividend yield ^(d)	(%)	6,3	5,9	5,7	5,4	5,7	7,6
Utile (perdita) netto per ADR ^{(b)(e)}	(\$)	0,09	2,72	2,12	(0,65)	(4,90)	1,27
Dividendo per ADR ^(e)		1,93	1,96	1,81	1,77	1,77	2,65
Cash flow per ADR ^(e)	(%)	7,72	8,95	6,35	4,72	7,95	10,66
Dividend yield per ADR ^{(d)(e)}		6,3	5,9	5,7	5,4	5,7	7,6
Numero di azioni a fine periodo	(milioni)	3.572,5	3.601,1	3.601,1	3.634,2	3.634,2	3.634,2
Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio ^(f) (interamente diluito)		3.592,2	3.601,1	3.601,1	3.601,1	3.601,1	3.610,4
Total Share Return (TSR)	(%)	6,7	4,8	(5,6)	19,2	1,1	(11,9)

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

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) L'importo 2019 (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

		2019	2018	2017	2016	2015	2014
Prezzo per azione - Borsa di Milano							
Massimo	(€)	15,94	16,76	15,72	15,47	17,43	20,41
Minimo		13,04	13,33	12,96	10,93	13,14	13,29
Medio		14,36	15,25	14,16	13,42	15,47	17,83
Fine periodo		13,85	13,75	13,80	15,47	13,80	14,51
Prezzo per ADR^(a) - New York Stock Exchange							
Massimo	(\$)	36,17	40,09	34,09	33,33	39,29	55,30
Minimo		28,84	30,00	29,54	25,00	29,28	32,81
Medio		32,12	35,98	31,98	29,74	34,31	47,37
Fine periodo		30,92	31,50	33,19	32,24	29,80	34,91
Media giornaliera degli scambi	(mln di azioni)	11,41	12,99	13,89	18,41	20,30	17,21
Controvalore	(€ milioni)	164	197	197	246	312	304
Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio ^(b) (interamente diluito)	(mln di azioni)	3.592,2	3.601,1	3.601,1	3.601,1	3.601,1	3.610,4
Capitalizzazioni di borsa^(c)							
EUR	(mld)	50,3	50,0	50,2	56,2	50,2	52,4
USD		56,5	57,3	60,2	59,3	55,7	63,6

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

(b) Calcolato 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.

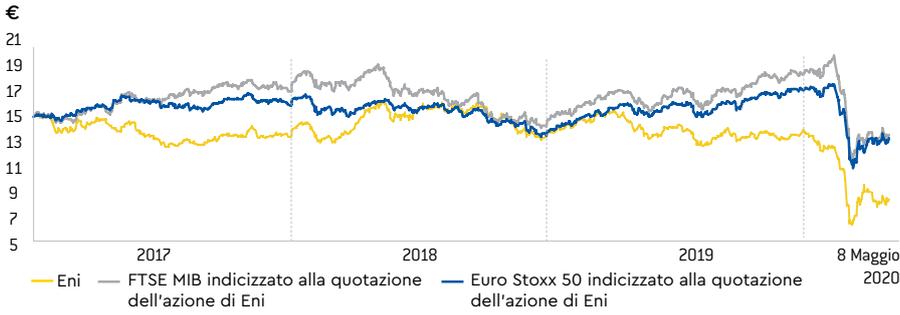
Informazioni riguardanti i collocamenti delle azioni

		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 2019.

ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'AZIONE ENI SULLA BORSA DI MILANO

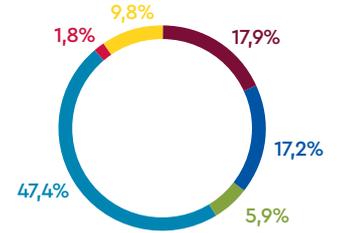
[31 Dicembre 2016 - 8 Maggio 2020]



Fonte: Elaborazione Eni su dati BLOOMBERG

RIPARTIZIONE AZIONARIATO AREA GEOGRAFICA (*)

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



(*) Al 27 febbraio 2020.

ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'ADR SULLA BORSA DI NEW YORK

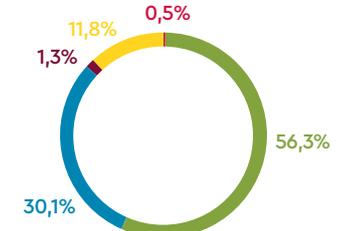
[31 Dicembre 2016 - 8 Maggio 2020]



Fonte: Elaborazione Eni su dati BLOOMBERG

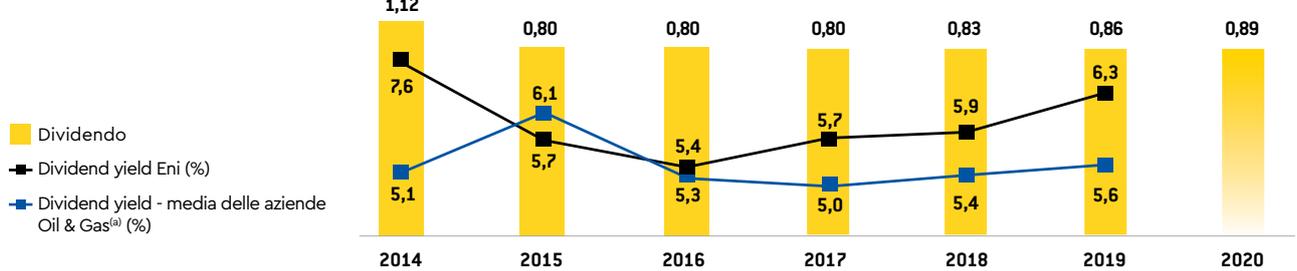
COMPOSIZIONE DELL'AZIONARIATO (*)

● Investitori retail ● Azioni proprie
● Azionista pubblico ● Altro
● Investitori istituzionali



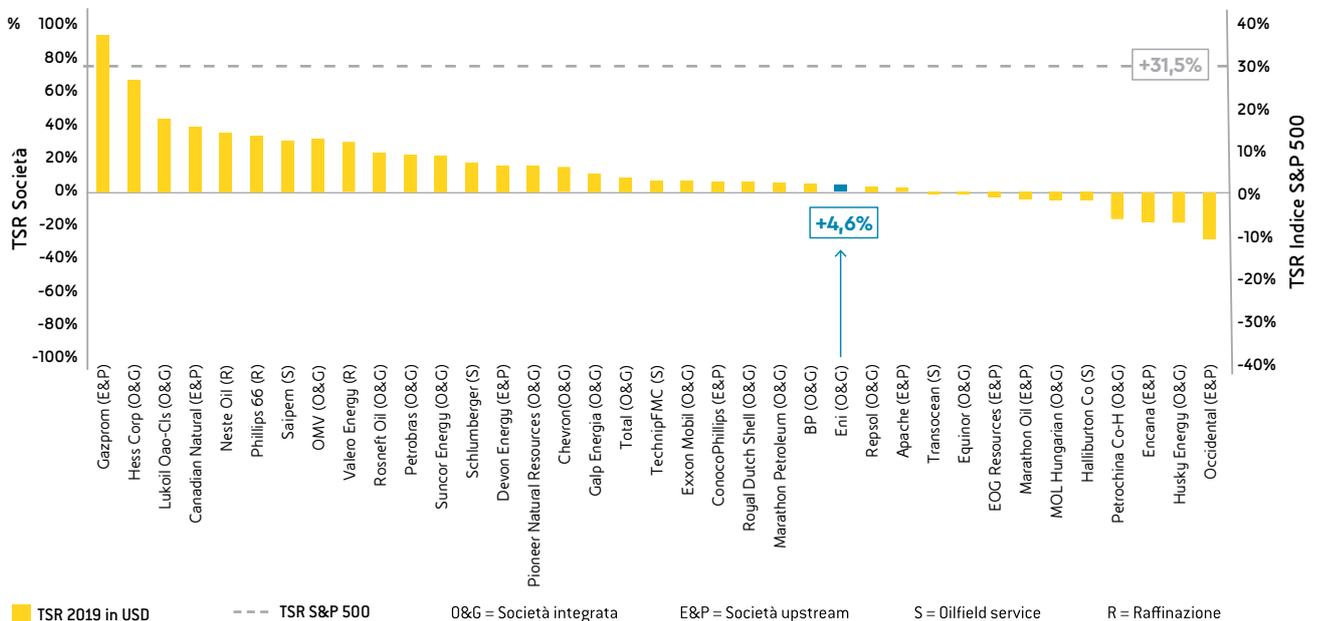
(*) Al 27 febbraio 2020.

DIVIDENDO PER AZIONE



[a] Riferito a: BP, Chevron, Repsol, ExxonMobil, Royal Dutch Shell e Total.

TSR ENI VS. PRINCIPALI SOCIETA' OIL & GAS IN USD [2019]



■ TSR 2019 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

		2019	2018	2017	2016	2015
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,33	0,30	0,28	0,34	0,34
di cui: dipendenti		0,18	0,29	0,23	0,34	0,22
contrattisti		0,37	0,30	0,30	0,34	0,39
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	23.572	25.744	19.525	16.089	21.436
Utile (perdita) operativo		7.417	10.214	7.651	2.567	(959)
Utile (perdita) operativo adjusted		8.640	10.850	5.173	2.494	4.182
Utile (perdita) netto adjusted		3.436	4.955	2.724	508	991
Investimenti tecnici		6.996	7.901	7.739	8.254	9.980
Profit per boe ^(b)	(\$/boe)	5,1	9,3	8,7	2,0	(3,8)
Opex per boe ^{(c)(d)}		6,4	6,8	6,6	6,2	7,2
Finding & Development cost per boe ^{(c)(e)}		15,5	10,4	10,4	13,2	19,3
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi		43,54	47,48	35,06	29,14	36,47
Produzione di idrocarburi ^(c)	(migliaia di boe/giorno)	1.871	1.851	1.816	1.759	1.760
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	7.268	7.153	6.990	7.490	6.890
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,6	10,6	10,5	11,6	10,7
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	92	100	103	193	148
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.502	11.645	11.970	12.494	12.821
di cui: all'estero		6.946	7.114	7.460	7.886	8.249
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	988	1.595	3.022	1.097	1.177
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	22,75	24,06	24,02	22,46	24,50
Emissioni di GHG/produzione lorda di idrocarburi 100% operata ^(f)	(tonnellate di CO ₂ eq/migliaia di boe)	19,58	21,44	22,75	23,56	25,32

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Relativo alle società consolidate.

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

(d) L'indicatore calcolato a criteri immutati rispetto ai comparative period è pari a 6,9 \$/boe.

(e) Media triennale.

(f) Produzione di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 1.114 mln di boe, 1.067 mln di boe, 998 mln di boe, 894 mln di boe e 913 mln di boe, rispettivamente nel 2019, 2018, 2017, 2016 e 2015.

Il settore Exploration & Production svolge attività di esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale in 41 Paesi.

L'esplorazione rimane competenza distintiva di Eni. In questi anni, l'esplorazione 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. 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 grande driver di creazione di valore dell'upstream. Dal 2014 i tempi di avvio dei progetti sono stati dimezzati a 3,6 anni dalla data di scoperta rispetto a una media dell'industria pari a quasi il doppio, facendo leva su un modello di sviluppo efficiente ed originale basato sull'approccio fast-track che consiste nell'esecuzione in parallelo di diverse attività progettuali e realizzazione per fasi dei progetti per minimizzare il capitale inattivo, nonché nell'insourcing di fasi critiche di sviluppo alle quali applicare le nostre distinte competenze industriali (quali l'ingegneria di dettaglio, la supervisione della costruzione e il commissioning).

La nostra piattaforma produttiva è stata rafforzata grazie all'espansione in Medio Oriente, all'ingresso nell'upstream del Messico, allo sviluppo delle riserve in Egitto, nonché alla riorganizzazione della presenza in Norvegia grazie alla costituzione con partner locali della joint venture Vår Energi, che nel suo primo anno di vita ha finalizzato l'acquisizione degli asset di ExxonMobil, che fanno di Vår Energi la seconda più grande società dell'upstream norvegese. Tali iniziative hanno contribuito in maniera decisiva al migliore bilanciamento della distribuzione geografica del portafoglio di Eni, in linea con la nostra strategia. Nel 2019 la produzione di idrocarburi è pari a 1,871 milioni di boe/giorno.

L'eccellenza nelle fasi di esplorazione e sviluppo da cui deriva il contenimento dell'F&D cost unitamente al controllo dei costi operativi ci hanno permesso di dimezzare il break even medio dei progetti in esecuzione, rendendoli competitivi in tutti gli scenari di decarbonizzazione.

I successi esplorativi e il progress nella promozione delle riserve hanno consentito di riguardare un tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe del 92% ovvero del 100% al netto dell'effetto prezzo, che si eleva al 117% su base all sources; la media organica triennale è del 98%. Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2019 ammontano a 7.268 milioni di boe.

I PAESI DI ATTIVITÀ



Le mappe dei Paesi di attività E&P sono disponibili sul sito eni.com/Documentazione

ITALIA

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2019 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 123 mila boe/giorno. L'attività è condotta nel Mare Adriatico e Ionico, nell'Appennino Centro-Meridionale, nell'onshore e nell'offshore siciliano e nella Val Padana per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 17.140 chilometri quadrati (13.732 chilometri quadrati in quota Eni). Le attività operate di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione (31 nell'onshore e 63 nell'offshore) e permessi di ricerca (13 nell'onshore e 9 nell'offshore).

Mare Adriatico e Ionico

Produzione I giacimenti hanno fornito nel 2019 il 39% della produzione Eni in Italia, principalmente gas. I principali giacimenti operati sono Barbara, Cervia/Arianna, Annamaria, Clara NW (Eni 51%), Luna, Angela, Hera Lacinia e Bonaccia. La produzione è operata attraverso 62 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 Le principali attività hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione nell'offshore dell'Adriatico; e (ii) progetti di efficientamento per ulteriore riduzione delle emissioni. In particolare sono state avviate le attività di sostituzione delle facility di compressione del gas della Centrale di Rubicone. Inoltre sono proseguite le attività definite nell'ambito dell'VIII Accordo con il Comune di Ravenna: (i) programmi di valorizzazione del territorio in collaborazione con l'Università di Bologna; (ii) iniziative a sostegno dell'occupazione giovanile; (iii) progetti di salvaguardia dell'area costiera; e (iv) programmi di Alternanza Scuola-Lavoro.

Appennino Centro-Meridionale

Produzione Eni è operatore della concessione Val d'Agri (Eni 61%) in Basilicata. La produzione proveniente dai giacimenti Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone è trattata presso il centro olio di Viggiano.

Nel 2019 i giacimenti hanno fornito il 47% della produzione Eni in Italia.

Sviluppo Nel corso dell'anno è stato completato il programma di trasformazione digitale del Centro olio di Viggiano presso la concessione Val d'Agri con miglioramento nell'ambito di sicurezza impiantistica e ambiente nonché delle performance operative. Inoltre è stato avviato il progetto Energy Valley, che prevede diverse iniziative in ambito della tutela ambientale, valorizzazione del territorio e sostenibilità del business: (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) la prosecuzione del piano di monitoraggio ambientale e sulla biodiversità. In particolare è stato realizzato un Centro di Monitoraggio Ambientale per la gestione e diffusione dei

dati raccolti; e (iii) iniziative a supporto del settore agro-alimentare dell'area anche attraverso programmi di formazione. In particolare le attività dell'anno, con incremento dell'occupazione locale, hanno riguardato progetti di riqualificazione di alcune aree e ristrutturazione di fabbricati destinati all'utilizzo del settore agricolo.

Sicilia

Produzione Eni è operatore in 11 concessioni di coltivazione nell'onshore e 2 nell'offshore siciliano, che nel 2019 hanno prodotto circa il 10% della produzione Eni in Italia. I principali giacimenti sono Gela, Tesoro (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 dei giacimenti offshore a gas di Argo e Cassiopea (Eni 60%). Il progetto, attraverso una significativa minimizzazione dell'impatto ambientale, prevede di raggiungere una 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. Inoltre nell'anno è stato siglato un protocollo d'intenti con il Ministero dell'Ambiente che definisce, nell'arco dei prossimi anni, diverse iniziative di riqualifica delle aree produttive, risanamento ambientale nonché progetti innovativi realizzati con tecnologie proprietarie, per la cattura e il riutilizzo della CO₂; e (ii) i progetti di Alternanza Scuola-Lavoro, le iniziative contro la dispersione scolastica e borse di studio universitarie.

RESTO D'EUROPA

Norvegia

Eni è presente in Norvegia dal 1965 e opera attraverso la partecipazione del 69,6% nella joint venture Vår Energi, costituita a seguito della fusione, completata nel 2018, tra le società Point Resources AS ed Eni Norge AS, controllate al 100% rispettivamente da HitecVision e da Eni.

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 19.405 chilometri quadrati (4.213 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2019 la produzione in quota Eni è stata di 108 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.

Nel dicembre 2019, Vår Energi ha completato l'acquisizione, effettuata dal 1° gennaio 2019, degli asset upstream di ExxonMobil in Norvegia con una produzione di 150 mila boe/giorno, per il corrispettivo di \$4,5 miliardi interamente finanziati dalla joint venture. L'operazione ha valenza strategica per Vår Energi che diventa il secondo operatore upstream in Norvegia con l'obiettivo di produrre fino a 350 mila boe/giorno al 2023 grazie allo sviluppo dei progetti in portafoglio.

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti operati da Vår Energi di Goliat (Eni 45,24%) nel Mare di Barents, Marulk (Eni 13,92%) nel Mare di Norvegia nonché Balder & Ringhorne (Eni 62,64%) e Ringhorne East (Eni 48,71%) nel Mare del Nord norvegese. La produzione di questi giacimenti ha fornito il 36% della produzione in quota Eni del Paese.

Inoltre Vår Energi partecipa in 35 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, Mikkell, Kristin e Heidrun.

Nel corso dell'anno è stata avviata la produzione del progetto Tre-stakk (Eni 28,47%) con una produzione attesa in quota Eni pari a circa 7 mila boe/giorno.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto sanzionato di Johan Castberg (Eni 20,88%); (ii) il sanzionamento e conseguente final investment decision (FID) del progetto operato di Balder X (Eni 62,64%) nella licenza PL 001, nel Mare del Nord norvegese. Il progetto include un nuovo piano di sviluppo e delle attività operative sui giacimenti in produzione dell'area e la perforazione di pozzi produttivi addizionali; e (iii) il proseguimento delle attività relative al progetto di Breidablikk.

Esplorazione Vår Energi partecipa in 131 licenze esplorative, di cui 28 operate. Nel 2019 la JV si è aggiudicata 13 licenze, di cui 4 come operatore. Inoltre nel gennaio 2020 acquisite ulteriori 17 licenze esplorative, di cui 7 come operatore.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con tre scoperte a olio e gas nella licenza partecipata PL 869.

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 1.920 chilometri quadrati (1.120 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2019, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 55 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 Le attività di sviluppo hanno riguardato il campo di Elgin/Franklin ed i campi di Joanne e Jasmine con la perforazione di quattro nuovi pozzi, attualmente in produzione.

Esplorazione Eni partecipa in 15 blocchi esplorativi con quote comprese tra il 9% e il 100%, 12 dei quali operati.

AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria

Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2019 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 83 mila boe/giorno. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 12.436 chilometri quadrati

(5.572 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 2019 l'area ha fornito circa il 19% 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 2019 l'area ha fornito circa il 17% 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 2019 l'area ha fornito circa il 6% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti BRN, BRW e BRSW.

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

Blocco 405b

Produzione Nel 2019 l'area ha fornito circa il 15% della produzione Eni nel Paese dal progetto MLE-CAFC. L'export della produzione avviene attraverso quattro pipeline collegate al network del Paese.

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

Blocco 404

Produzione Nel 2019 l'area ha fornito circa il 21% 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 2019 il blocco ha fornito circa il 20% 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 pozzi produttori e water injection.

Blocchi Sif Fatima II, Ourhoud II e Zemlet El Arbi

Nel febbraio 2019 è stata completata l'acquisizione, definita dagli accordi siglati nel 2018, della partecipazione del 49% nelle concessioni di Sif Fatima II, Zemlet El Arbi e Ourhoud II nel bacino del Berkine Nord. Nel 2019 l'area ha fornito circa il 2% della produzione Eni nel Paese.

Le attività in corso nell'area hanno riguardato: (i) lo sviluppo accelerato delle riserve di petrolio e gas naturale delle tre concessioni. In particolare, nel corso dell'anno è stata avviata la produzione a olio attraverso 7 pozzi produttivi e allacciamento alle esistenti facility dell'area di BRN nel Blocco 403. L'avvio della produzione di gas tramite la perforazione di 2 pozzi e il collegamento di altri 2 pozzi alle esistenti facility, è avvenuto nei primi mesi del 2020 a seguito del completamento della pipeline di collegamento di BRN all'impianto di trattamento di MLE nel Blocco 405b; e (ii) l'attività esplorativa e di delineazione dell'area. In particolare nel 2019 l'attività ha avuto esito positivo con una scoperta di petrolio e gas naturale nella concessione di Ourhoud II.

Libia

Eni è presente in Libia dal 1959. Nel 2019 la produzione in quota Eni è stata di 291 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%); ed (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.

Dalla seconda metà del 2018 si è assistito ad un nuovo riacutizzarsi delle tensioni interne sfociate nella ripresa della guerra civile nell'aprile 2019 con scontri armati nell'area di Tripoli. Il quadro corrente si presenta incerto e volatile anche a causa del fallimento dei tentativi della comunità internazionale di arrivare a una tregua nelle ostilità tra le fazioni contrapposte. Eni ha rimpatriato tutto il personale di stanza in Libia per motivi precauzionali e ha rafforzato le misure di sicurezza presso gli impianti. Nonostante il difficile contesto operativo, nel corso del 2019 le attività petrolifere Eni hanno marciato con regolarità e in linea con i piani aziendali conseguendo il pieno ramp-up degli upgrading realizzati nel 2018/2019 (Wafa compression e Bahr Essalam fase 2). Il management ritiene comunque che la situazione politica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il prossimo futuro, anche alla luce dei più recenti accadimenti che hanno determinato il blocco dei terminali di esportazione della Cirenaica e la fermata

di buona parte della produzione di petrolio con ricadute sull'operatività del giacimento Eni di Elephant. Alla data di bilancio la Libia rappresenta circa il 16% della produzione di idrocarburi complessiva di Eni.

Per maggiori informazioni si veda la Relazione Finanziaria Annuale 2019.

Tunisia

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2019 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 di sviluppo hanno riguardato interventi di ottimizzazione sulle concessioni in produzione per contrastare il naturale declino produttivo.

EGITTO

Eni è presente in Egitto dal 1954; nel 2019 la produzione di idrocarburi è stata di 354 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando circa il 19% della produzione annuale Eni di idrocarburi. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.369 chilometri quadrati (7.613 chilometri quadrati in quota Eni). Le principali attività produttive operate da Eni sono condotte: (i) nel blocco Shorouk (Eni 50%) nell'offshore del Mediterraneo con il giacimento giant a gas di Zohr; (ii) nella concessione del Sinai, principalmente nei giacimenti Belayim Marine-Land ed Abu Rudeis (Eni 100%); (iii) nel Deserto Occidentale nelle concessioni Meleiha (Eni 76%), South West Meleiha (Eni 100%), Ras Qattara (Eni 75%) e West Abu Gharadig (Eni 45%); e (iv) nelle concessioni di Ashrafi (Eni 50%), 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%). Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Egitto sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) una scoperta a gas nella licenza esplorativa di El Qar'a nel Delta del Nilo; (ii) una scoperta a olio di Sidri nel permesso di Abu Rudeis, nel Golfo di Suez. Le attività di drilling sono state completate e i pozzi produttivi allacciati alle esistenti facility produttive; (iii) le scoperte a olio di Basma e Shemy nel permesso produttivo di Meleiha. Le attività di perforazione di Basma sono state completate e i relativi pozzi sono stati allacciati alle esistenti facility produttive; (iv) la scoperta a gas e condensati SWM-A-3X nel permesso South West Meleiha; e (v) il pozzo Nour-1, mineralizzato a gas, nella licenza esplorativa Nour (Eni 40%). Le nuove scoperte confermano il po-

sitivo track-record dell'esplorazione di Eni nel Paese grazie al continuo progresso tecnologico raggiunto nelle attività esplorative, consentendo inoltre di valorizzare il potenziale minerario residuo anche in aree produttive mature.

Nel febbraio 2019 sono stati assegnati a Eni due nuovi blocchi esplorativi nell'onshore del Paese: (i) South East Siwa (Eni 100%), nel Deserto Occidentale in prossimità della concessione South West Meleiha; e (ii) West Sherbean (Eni 50%, operatore), nell'onshore del Delta del Nilo, in prossimità del giacimento in produzione di Nooros (Eni 75%, operatore). In caso di successo esplorativo, le attività di sviluppo potranno avvalersi delle infrastrutture esistenti.

Blocco Shorouk

Produzione La produzione dell'area è fornita dal campo di Zohr. Nel 2019 il giacimento ha raggiunto il livello produttivo pari a 145 mila boe/giorno in quota Eni pari al 41% della produzione nel Paese.

Sviluppo Le attività di sviluppo relative al ramp-up della produzione del progetto Zohr hanno riguardato: (i) il completamento delle rimanenti tre unità di trattamento onshore pianificate per un totale di otto; (ii) la perforazione ed avvio produttivo di ulteriori quattro pozzi; e (iii) il completamento e l'avvio del secondo gasdotto, portando la capacità installata ad oltre 91 milioni di metri cubi/giorno.

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 diverse iniziative di supporto socio-economico e sanitario a favore delle comunità locali nell'area di Zohr e Port Said. Il programma ha identificato, in accordo con gli stakeholder dell'area e le Autorità del Paese, tre aree di intervento: (i) acquacoltura ed attività ittiche; (ii) progetti sanitari. In particolare è stato realizzato nel corso del 2019 un Centro Medico che fornirà servizi sanitari a circa 20 mila persone. Inoltre sono stati realizzati programmi di formazione e attività di prevenzione e promozione della salute; e (iii) programmi a supporto dei giovani, in particolare con la realizzazione nel corso del 2019 di un centro giovanile.

Sinai

Produzione La produzione dell'area è stata di 72 mila barili/giorno (46 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 programmi di infilling e ottimizzazione della produzione includendo la messa in produzione delle nuove scoperte, nonché l'ottimizzazione della water injection a supporto della pressione di giacimento.

North Port Said

Produzione Nel 2019 la produzione della concessione è stata di circa 17 mila boe/giorno (circa 13 mila boe/giorno in quota Eni), circa 2

milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 2 mila barili/giorno di condensati. 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, 72 mila tonnellate di GPL e circa 1 milione di barili di condensati.

Baltim

Produzione Nel 2019 la produzione della concessione è stata di circa 22 mila boe/giorno di cui circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 3 mila barili/giorno di condensati (circa 6 mila boe/giorno in quota Eni).

Sviluppo Nel corso dell'anno è stato completato il progetto offshore Baltim South West (Eni 50%, operatore), con conseguente start-up produttivo. Le attività hanno riguardato l'installazione di una piattaforma produttiva collegata all'esistente impianto di trattamento di Abu Madi. Lo start-up è stato conseguito a soli 19 mesi dalla decisione finale d'investimento (FID) confermando il successo della strategia di fast-track di Eni nel completamento e avvio dei progetti di sviluppo.

Nile Delta

Produzione La produzione è fornita principalmente dal progetto Nidoco NW e satelliti nell'ambito della Great Nooros Area, nella concessione Abu Madi West, che nel 2019 ha prodotto 192 mila boe/giorno (94 mila boe/giorno in quota Eni).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il completamento dell'installazione nell'area produttiva del giacimento Nooros di una nuova pipeline per il trasporto del gas all'impianto di trattamento di El Gamil, per l'ottimizzazione della produzione e massimizzare il recupero delle riserve.

Ras el Barr

Produzione Nel 2019 la produzione dell'area è stata di 31 mila boe/giorno (11 mila boe/giorno in quota Eni), principalmente gas proveniente dai giacimenti Ha'py e Seth.

El Temsah

Produzione La concessione comprende principalmente i campi di Tuna, Temsah e Denise, la cui produzione nel 2019 è stata di circa 37 mila boe/giorno (circa 10 mila boe/giorno in quota Eni) di cui circa 5 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 2 mila barili/giorno di condensati.

Deserto Occidentale

Produzione L'area comprende le concessioni produttive di Meleiha, Ras Qattara e West Abu Gharadig che nel 2019 hanno prodotto circa 47 mila barili/giorno (circa 24 mila barili/giorno in quota Eni).

Sviluppo Le attività di sviluppo nel corso dell'anno hanno riguardato: (i) principalmente programmi di infilling e ottimizzazione della produzione nelle concessioni operate di Meleiha, Meleiha Deep (Eni 100%) e Ras Qattara; ed (ii) è stata completata l'installazione nell'area produttiva di South West Meleiha di una pipeline di collegamento all'impianto di trattamento operato di Meleiha.

AFRICA SUB-SAHARIANA

Angola

Eni è presente in Angola dal 1980; nel 2019 la produzione in quota Eni è stata di 136 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 16.190 chilometri quadrati (3.744 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 IML (Eni 10%); e (v) le Development Area del Blocco 15 (Eni 20%) nell'offshore profondo.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Angola sono regolate da contratti di concessione e da Production Sharing Agreement. Nel novembre 2019, Eni e le autorità del Paese hanno firmato un protocollo d'intesa che conferma la strategia di Eni che coniuga il business tradizionale con una crescita sostenibile dei territori in cui opera. In particolare il protocollo include: (i) progetti di accesso all'energia, diversificazione economica, accesso ad acqua e servizi sanitari, istruzione e formazione. I progetti saranno sviluppati nell'area di Cabinda nella parte settentrionale del Paese; (ii) la realizzazione di un impianto fotovoltaico nella provincia di Namibe. Eni e le autorità del Paese hanno contestualmente firmato il relativo accordo di concessione dell'area destinata alla realizzazione dell'impianto; (iii) i progetti per rafforzare servizi specialistici sanitari così come definito dal MoU firmato con il Ministero della Salute. I progetti saranno realizzati presso le strutture sanitarie di Luanda e nella provincia di Cabinda; e (iv) l'acquisizione del blocco offshore 1/14 (Eni 35%, operatore) e del blocco onshore Cabinda Centro (Eni 42,5%).

Nel gennaio 2020 è stata assegnata ad Eni l'operatorship del Blocco 28 (Eni 60%). Lo sviluppo delle scoperte farà leva su possibili sinergie sfruttando la presenza di facility produttive esistenti.

Eni è inoltre impegnata nell'implementazione di attività a supporto dello sviluppo socio-economico nella regione meridionale del Paese, nella provincia di Huila e Namibe. Nel corso del 2019 sono stati realizzati progetti di accesso all'energia da fonti rinnovabili e all'acqua potabile.

Blocco 15/06

Produzione La produzione del blocco è fornita dai due progetti West Hub ed East Hub, che nel 2019 hanno prodotto 141 mila boe/giorno (48,5 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 avviata la produzione della scoperta di Agogo attraverso il collegamento alla FPSO Ngoma, nell'ambito del progetto

West Hub. In particolare lo start-up produttivo è stato conseguito attraverso l'applicazione delle tecnologie digitali che hanno permesso di ottimizzare i tempi di perforazione dei pozzi. 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 completamento dello sviluppo del giacimento Vandumbu nell'ambito del progetto West Hub; e (ii) programmi di ottimizzazione della produzione sui campi di Mpungi e Sangos.

Sono in corso le attività che renderanno l'East Hub il primo impianto offshore di Eni completamente digitalizzato.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a olio di Agogo e i pozzi di appraisal Agogo-2 e Agogo-3, Ndungu e Agidibo. Le scoperte hanno consentito, insieme a quelle di fine 2018 (Kalimba e Afoxè), di incrementare di ulteriori 2 miliardi di barili di olio in posto il nuovo potenziale minerario dell'area.

Blocco 0

Produzione Nel 2019 la produzione del blocco è stata di 261 mila boe/giorno (26 mila boe/giorno in quota Eni) fornita principalmente dai giacimenti Takula, Malongo e Mafumeira nell'Area A (18 mila boe/giorno in quota Eni) e dai giacimenti di Bomboco, Kokongo, Lomba, N'Dola, Nembra 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.

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

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 2019 la produzione complessiva dell'area è stata di 25 mila boe/giorno (2 mila boe/giorno in quota Eni).

Blocco 14

Produzione Nel 2019 le Development Area del Blocco 14 hanno prodotto circa 65 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).

Blocco 15

Produzione Nel 2019 il blocco ha prodotto circa 235 mila boe/giorno (29 mila boe/giorno in quota Eni). I principali giacimenti in produzione sono: (i) Hungo/Chocalho, avviati nel 2004, e Marimba avviati 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.

Nel corso del 2019 è stata finalizzata l'estensione del Blocco 15 fino al 2032, con unitizzazione di alcune aree produttive.

Angola LNG

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG (A-LNG) 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 2019 è stata di circa 22 mila boe/giorno in quota Eni.

Nell'ottobre 2019 è stato firmato un accordo commerciale tra i partner del consorzio A-LNG. L'accordo prevede l'assegnazione ad Eni dell'operatorship con una quota del 25,6% per lo sviluppo di campi a gas a supporto dell'impianto di liquefazione operato dal consorzio.

Congo

Eni è presente in Congo dal 1968. La produzione in quota Eni nel 2019 è stata di 87 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 2.750 chilometri quadrati (1.471 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 82%), Kouakouala (Eni 74,25%), Zingali e Loufika (Eni 100%), con una produzione nel 2019 di circa 93 mila boe/giorno (67 mila boe/giorno in quota Eni). I giacimenti non operati situati nei permessi produttivi Pointe-Noire Grand Fond e Likouala (Eni 35%) hanno fornito complessivamente circa 56 mila boe/giorno (circa 20 mila boe/giorno in quota Eni).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il progetto in produzione di Nené Marine fase 2A nel blocco Marine XII con il completamento delle attività di drilling previste; (ii) il progetto sanzionato Nené Marine fase 2B nel blocco Marine XII. In particolare è stata avviata la costruzione della piattaforma produttiva e le attività di drilling; e (iii) il completamento delle attività per incrementare la capacità di generazione elettrica di 170 MW della centrale CEC (Eni 20%). La fornitura addizionale di gas sarà assicurata dalla produzione del blocco Marine XII.

Proseguono le attività della seconda fase del Progetto Integrato Hinda, con l'obiettivo di migliorare le condizioni di vita della popolazione. Il progetto prevede diverse iniziative a supporto dello sviluppo socio-economico, accesso all'acqua, all'energia, educazione e servizi sanitari. In particolare nel corso del 2019 i programmi hanno riguardato: (i) il progetto CATREP per lo sviluppo agricolo, anche con il supporto del World Food Programme; (ii) interventi di ristrutturazione e realizzazione di centri multiculturali; (iii) programmi a supporto dell'educazione nell'area di Pointe Noire. Nel

corso del 2019 è stato inaugurato un centro multiculturale e sono stati realizzati interventi di ristrutturazione; e (iv) le attività per la realizzazione di un centro di formazione e ricerca sulle energie rinnovabili a Oyo, nel nord del Paese.

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 1.353 chilometri quadrati (579 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 42 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 Nel corso del 2019 sono terminate le attività di sviluppo del progetto a olio e gas OCTP. Inoltre sono state avviate le attività di sviluppo e la definizione degli accordi commerciali per la realizzazione del progetto Takoradi-Tema Interconnection. Il progetto prevede la realizzazione di facility di trasporto di gas connesse all'attuale rete dell'area occidentale del Paese. Il programma consentirà di incrementare l'utilizzo del gas anche nella parte orientale del Paese.

Prosegue l'impegno di Eni nell'implementazione di progetti volti a migliorare le condizioni di vita della popolazione nel Paese, con iniziative in ambito di formazione, diversificazione economica, accesso all'acqua e servizi sanitari. In particolare: (i) è stato approvato il Local Development Project 2019-2022 - Community Investment Strategy, nell'ambito del progetto OCTP, per il miglioramento delle condizioni di vita e supporto per la crescita economica delle comunità dell'area occidentale del Paese; (ii) sono proseguiti gli interventi nell'ambito del Livelihood Restoration Plan realizzate in prossimità del progetto OCTP; ed (iii) è stato realizzato un centro di formazione agraria in collaborazione con il governo del Paese. Il centro rappresenta un'iniziativa pilota del Progetto Africa e prevede attività a supporto della diversificazione del settore agricolo, anche tramite attività di formazione, e dell'imprenditoria locale, in particolare tramite la costituzione di consorzi agricoli auto-sostenibili, in allineamento all'agenda 2030 delle Nazioni Unite.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas e condensati di Akoma-1 nelle licenze Cape Three Points Block 4.

Nel luglio 2019 è stata assegnata ad Eni l'operatorship del blocco offshore WB03 (Eni 70%). Sono in corso di definizione con le competenti Autorità del Paese le clausole contrattuali che regolano la concessione mineraria.

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.

Nel maggio 2019 è stato sottoscritto un accordo di farm-in con ExxonMobil per l'acquisto di una quota del 10% dei blocchi offshore A5-B, Z5-C e Z5-D, nelle acque profonde dei bacini di Angoche e dello Zambesi.

Nel luglio 2019 è stata ceduta una quota del 25,5% del blocco offshore A5-A nelle acque profonde dello Zambesi, a Qatar Petroleum. Eni rimane operatore con una quota del 34%.

Sviluppo Le attività di sviluppo di Area 4 (Eni 25%) nell'offshore riguardano il progetto di Coral South, operato da Eni, e le scoperte del Mamba Complex dove Eni è operatore della fase upstream ed ExxonMobil della fase 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 ulteriori dieci anni.

Per le scoperte del Mamba Complex, il progetto Rovuma LNG prevede lo sviluppo di una parte delle riserve a cavallo con Area 1 (riserve straddling) attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (Total), a cui si aggiungono parte delle riserve non straddling. Nel 2019 le Autorità del Paese hanno approvato l'accordo di unitizzazione tra l'Area 1 e l'Area 4. Il progetto 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. Nel maggio 2019 il piano di sviluppo è stato approvato dalle competenti Autorità del Paese.

Nel 2019 sono proseguite le iniziative Eni a sostegno della popolazione locale del Paese, tra cui: (i) programmi a supporto della scolarità primaria, in particolare nella città di Pemba anche attraverso manutenzione ordinaria e straordinaria di scuole e iniziative di formazione; (ii) programmi per la promozione di comportamenti domestici più sostenibili attraverso progetti di clean cooking; (iii) programmi di protezione della biodiversità 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, coordinati 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 2019 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 121 mila boe/giorno. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 29.690 chilometri quadrati (6.642 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%).

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

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 2019 sono stati realizzati 6 pozzi che vanno ad aggiungersi a quelli realizzati nel 2018, per un totale di 16 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.

Blocchi OML 60, 61, 62 e 63

Produzione Le quattro licenze onshore hanno fornito nel 2019 circa 54 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 della capacità di generazione di 480 megawatt.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento e start-up produttivo della scoperta a gas e condensati di Obiafu 41; e (ii) il potenziamento della centrale termoelettrica a ciclo combinato di Okpai alimentata da parte del gas prodotto dall'area. Il completamento delle attività consentirà di raggiungere circa 1 GW di produzione.

Blocco OML 118

Produzione Nel 2019 il campo Bonga ha prodotto oltre 14 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 programmi di infilling e ottimizzazione della produzione

Blocco OML 125

Produzione La produzione è fornita dal campo di Abo che nel 2019 ha prodotto circa 20 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.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il completamento di ulteriori due pozzi a olio del progetto Abo. Il picco produttivo di 26 mila barili/giorno è stato raggiunto nel corso dell'anno.

SPDC Joint Venture (NASE)

Produzione Nel 2019, la produzione in quota Eni è stata pari a 32 mila boe/giorno.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento del progetto di sviluppo di gas associato Forkados Yokri Integrated Project nel blocco OML 43 (Eni 5%) e SSAGS project nel blocco OML 28 (Eni 5%). Il gas prodotto sarà destinato al mercato domestico; e (ii) il sanzionamento del progetto di flaring down di Assa North (Eni 5%) a supporto del mercato domestico.

Nigeria LNG

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 2019 sono stati pari a circa 33 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd. Nel dicembre 2019 è stata sanzionata la FID per la realizzazione del settimo treno di trattamento dell'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny. La realizzazione dell'unità addizionale di trattamento consentirà di incrementare l'attuale capacità produttiva dell'impianto fino a oltre 30 milioni di tonnellate/anno. Il completamento e avvio produttivo è atteso nel 2024.

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 7.515 chilometri quadrati (2.160 chilometri quadrati in quota Eni).

Inoltre Eni opera congiuntamente con la società di Stato KazMunayGas (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 (NCSPPSA) che regola fino al 2041 i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati 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 2019 è stata di 325 mila barili/giorno (circa 54 mila barili/giorno in quota Eni) e 11 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (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 re-iniettato 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 sono focalizzate sul programma di espansione della capacità produttiva fino ai 450 mila barili di olio al giorno. Le attività definite includono diverse iniziative relative all'incremento della capacità di iniezione di gas naturale, la conversione di pozzi da produttori ad iniettori, l'upgrading delle facility esistenti e la realizzazione di una nuova unità onshore di trattamento.

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 221 mila barili/giorno di liquidi (circa 46 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: (i) il progetto Karachaganak Debottlenecking è in corso di esecuzione; (ii) è stato sanzionato il progetto per la realizzazione di una quarta unità di reiniezione gas, avviato nel corso dell'anno; e (iii) completata la fase di Front End Engineering Design del Karachaganak Expansion Project. Le attività di sviluppo includono l'installazione di due ulteriori compressori di reiniezione gas.

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.

Inoltre Eni partecipa con una quota del 25% nella concessione offshore di Ghasha. 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 sono stati assegnati ad Eni: (i) l'operatorship e 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) tre concessioni onshore esplorative nell'Emirato di Sharjah, con l'operatorship e una quota del 75% nelle aree A e C e una quota del 50% nell'area B. Nel gennaio 2020 l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas e condensati di Mahani-1 nella concessione B; e (iii) una concessione offshore esplorativa nell'Emirato di Ras al Khaimah con l'operatorship e una quota del 90% nel Blocco A.

L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 20.007 chilometri quadrati (10.387 chilometri quadrati in quota Eni).

Produzione La produzione dell'anno è stata di 51 mila boe/giorno fornita dai giacimenti di Lower Zakum, Umm Shaif e Nasr nell'offshore di Abu Dhabi.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il sanzionamento della FID del progetto Dalma Gas Development nella concessione di Gasha; e (ii) il completamento del progetto Nasr Full Field Development nella concessione Umm Shaif/Nasr con conseguente ramp-up produttivo raggiunto nel corso del 2019.

Indonesia

Eni è presente in Indonesia dal 2001; nel 2019 la produzione in quota Eni è stata di 59 mila boe/giorno, prevalentemente gas. L'attività è concentrata nell'area offshore del Kalimantan orientale, nell'offshore dell'isola di Sumatra e nell'onshore/offshore di West Timor e West Papua.

La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 23.503 chilometri quadrati (15.955 chilometri quadrati in quota Eni) su un totale di 13 blocchi.

Nel dicembre 2019 Eni ha finalizzato la cessione a Neptune Energy Group Limited di una quota di partecipazione del 20% del blocco operato di East Sepinggan. A seguito della cessione Eni è operatore del blocco con una quota del 65%.

Sono proseguite le attività ed iniziative sui temi di protezione ambientale e di sviluppo sanitario e scolastico per le comunità locali nelle aree operative del Kalimantan orientale, di Papua e del Nord Sumatra. In particolare sono proseguite le iniziative per favorire l'accesso all'energia rinnovabile e all'acqua per le comunità locali dell'area di Samboja e programmi di formazione in ambito agricolo.

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 (di cui due perforati nel 2019) 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 East Sepinggan. Il progetto prevede la perforazione 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.

Esplorazione Nel 2019 Eni si è aggiudicata, con effetti al 1° gennaio 2020, il blocco esplorativo West Ganai (Eni 40%, operatore) nelle acque profonde del bacino di Kutei, in prossimità ai blocchi operati di Muara Bakau e East Sepinggan. L'area include la scoperta di Maha e ulteriore potenziale minerario il cui sviluppo farà leva sulle sinergie con le infrastrutture esistenti.

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 41,6%) che nel 2019 ha prodotto 41 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. Il programma prevede inoltre l'utilizzo del gas associato per la generazione elettrica. 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 aggiuntivi nei prossimi anni.

Continua l'impegno di Eni con progetti in ambito scolastico, sanitario, ambientale e di accesso all'acqua. In particolare: (i) è stata completata la realizzazione di una nuova scuola secondaria e la ristrutturazione di sei scuole primarie; (ii) completata la ristrutturazione del Basra Children Cancer Hospital e sono state avviate le attività per l'ampliamento dello stesso. Il programma prevede anche la fornitura di attrezzature sanitarie; (iii) sono stati avviati due progetti per il

trattamento dell'acqua attraverso l'installazione e il commissioning di due Water Treatment Plants a Basra e a Zubair; e (iv) proseguono le attività di recupero dei terreni contaminati.

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. In particolare Eni è operatore: (i) nelle attività di sviluppo della licenza di Area 1 con una quota del 100%, dove si trovano le scoperte di Amoca, Miztón e Tecoailli; e (ii) nella fase esplorativa delle licenze di Area 10 (Eni 80%), Area 14 (Eni 40%) 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. Eni è anche presente come non operatore nell'Area 12 (Eni 40%), operata da Lukoil.

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 Nel 2019 è stata avviata la produzione in early production della licenza operata Area 1 attraverso la perforazione di due pozzi e l'installazione di una piattaforma produttiva collegata tramite sealine ad un impianto di trattamento onshore. Le attività di perforazione sono state supportate dall'utilizzo di tool digitali che hanno ottimizzato i tempi. La fase di sviluppo full field include l'installazione di tre ulteriori piattaforme e di una FPSO per incrementare la capacità produttiva fino a 100 mila barili/giorno.

Sviluppo Nel 2019 Eni e le Autorità locali hanno firmato un accordo di collaborazione per l'individuazione di programmi di sviluppo locale nell'ambito dell'educazione, della salute, dell'ambiente nonché della diversificazione economica a supporto dell'occupazione. In particolare, così come definito dagli accordi, nel corso dell'anno: (i) sono stati avviati i lavori di riabilitazione di due scuole. Le attività rientrano in un programma complessivo che include interventi su 13 scuole e percorsi formativi; (ii) l'avvio di campagne di lotta alla malnutrizione infantile; (iii) studi di fattibilità con le Università locali per l'identificazione di alcuni progetti di diversificazione economica; ed (iv) è stato finalizzato, con il supporto del Danish Institute for Human Rights, un impact assessment per l'elaborazione di un piano di azione nell'ambito dei diritti umani.

Esplorazione Nel febbraio 2020, l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta offshore a olio di Saasken nel Blocco 10 (Eni 65%, operatore).

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 2.707 chilometri quadrati (1.935 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2019 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 58 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%), Fronrunner (Eni 37,5%) e Heidelberg (Eni 12,5%). La produzione nel 2019 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.

Nel 2019 è stata completata l'acquisizione del 70% del campo in produzione di Oooguruk, di cui Eni deteneva il 30% e il trasferimento dell'operatorship.

Produzione I principali giacimenti sono Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Oooguruk con una produzione complessiva nel 2019 pari a 24 mila barili/giorno in quota Eni.

Venezuela

Eni è presente in Venezuela dal 1998; nel 2019 la produzione in quota Eni è stata di 38 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 di Venezuela, a olio di Junín 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, ed a olio di Corocoro (Eni 26%), nel Golfo di Paria.

Esplorazione Eni partecipa con una quota del 19,5% nel blocco Petrolera Güiria per l'esplorazione di risorse di petrolio e con una quota del 40% nel blocco Golfo di Paria Ovest e Punta Pescador, nell'offshore orientale del Paese, per l'esplorazione di risorse di gas naturale.

AUSTRALIA E OCEANIA

Australia

Eni è presente in Australia dal 2001; nel 2019 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 28 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 3.588 chilometri quadrati (2.802 chilometri quadrati

in quota Eni). Le principali aree di produzione partecipate da Eni si trovano nei blocchi WA-33-L (Eni 100%) e JPDA 03-13 (Eni 10,99%).

Blocco WA-33-L

Produzione Il giacimento a gas Blacktip, in produzione dal 2009, ha prodotto 1.026 milioni di metri cubi/anno nel 2019 (pari a 19 mila boe/giorno). 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.

Blocco JPDA 03-13

Produzione Il giacimento a gas e liquidi di Bayu Undan, in produzione dal 2004, ha prodotto 114 mila boe/giorno (9 mila boe in quota Eni) nel 2019. La produzione di liquidi è supportata da tre piattaforme di trattamento e da un'unità FSQ. 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.

A seguito del trattato firmato tra Australia e Timor Leste, il campo produttivo di Bayu Undan è passato sotto la giurisdizione esclusiva del Governo di Timor Leste.

Riserve certe di idrocarburi

		Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
	(milioni di boe)										
2019											
Società consolidate											
Riserve al 31 dicembre 2018		428	106	1.022	1.246	1.361	1.066	700	302	125	6.356
di cui: sviluppate		336	99	582	764	895	925	403	170	87	4.261
non sviluppate		92	7	440	482	466	141	297	132	38	2.095
Acquisizioni									30		30
Revisioni di precedenti stime		(50)	2	90	106	190	97	67	(20)	(23)	459
Miglioramenti di recupero assistito											
Estensioni e nuove scoperte			1		2	35		53	10		101
Produzione		(45)	(20)	(138)	(129)	(129)	(55)	(69)	(25)	(7)	(617)
Cessioni ^(a)						(4)		(9)	(29)		(42)
Riserve al 31 dicembre 2019		333	89	974	1.225	1.453	1.108	742	268	95	6.287
Società in joint venture e collegate											
Riserve al 31 dicembre 2018			363	14		68			352		797
di cui: sviluppate			205	14		17			347		583
non sviluppate			158			51			5		214
Acquisizioni			184								184
Revisioni di precedenti stime			59	3		3			(3)		62
Miglioramenti di recupero assistito											
Estensioni e nuove scoperte			6								6
Produzione			(39)	(1)		(8)			(14)		(62)
Cessioni			(6)								(6)
Riserve al 31 dicembre 2019			567	16		63			335		981
Riserve al 31 dicembre 2019		333	656	990	1.225	1.516	1.108	742	603	95	7.268
Sviluppate		258	412	569	1.033	886	1.046	372	517	61	5.154
consolidate		258	82	553	1.033	863	1.046	372	182	61	4.450
joint venture e collegate			330	16		23			335		704
Non sviluppate		75	244	421	192	630	62	370	86	34	2.114
consolidate		75	7	421	192	590	62	370	86	34	1.837
joint venture e collegate			237			40					277
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.

Riserve certe di idrocarburi

	(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
di cui: sviluppate	350	360	532	463	856	891	238	176	101	3.967
non sviluppate	72	165	520	615	580	259	189	27	36	2.463
Acquisizioni							332			332
Revisioni di precedenti stime	40	15	114	431	34	(32)	(39)	31	(4)	590
Miglioramenti di recupero assistito				7			6			13
Estensioni e nuove scoperte	16				14		39	100		169
Produzione	(50)	(71)	(144)	(110)	(123)	(52)	(65)	(27)	(8)	(650)
Cessioni		(363)		(160)				(5)		(528)
Riserve al 31 dicembre 2018	428	106	1.022	1.246	1.361	1.066	700	302	125	6.356
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			14		75		1	470		560
di cui: sviluppate			14		20		1	359		394
non sviluppate					55			111		166
Acquisizioni		363								363
Revisioni di precedenti stime			1					(100)		(99)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)		(7)			(18)		(26)
Cessioni							(1)			(1)
Riserve al 31 dicembre 2018		363	14		68			352		797
Riserve al 31 dicembre 2018	428	469	1.036	1.246	1.429	1.066	700	654	125	7.153
Sviluppate	336	304	596	764	912	925	403	517	87	4.844
consolidate	336	99	582	764	895	925	403	170	87	4.261
joint venture e collegate		205	14		17			347		583
Non sviluppate	92	165	440	482	517	141	297	137	38	2.309
consolidate	92	7	440	482	466	141	297	132	38	2.095
joint venture e collegate		158			51			5		214
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	(50)
Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve		112	21	79	253	37	(62)	518	58	(50)

Riserve certe di idrocarburi

		Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
	(milioni di boe)										
2017											
Società consolidate											
Riserve al 31 dicembre 2016		354	426	1.139	1.293	1.317	1.221	491	227	145	6.613
di cui: sviluppate		287	374	605	352	809	966	175	205	111	3.884
non sviluppate		67	52	534	941	508	255	316	22	34	2.729
Acquisizioni						2					2
Revisioni di precedenti stime		117	59	86	198	56	(23)	(35)	8		466
Miglioramenti di recupero assistito			1	2	7			10			20
Estensioni e nuove scoperte			108		12	355		4	4		483
Produzione		(49)	(69)	(175)	(84)	(119)	(48)	(43)	(36)	(8)	(631)
Cessioni					(348)	(175)					(523)
Riserve al 31 dicembre 2017		422	525	1.052	1.078	1.436	1.150	427	203	137	6.430
Società in joint venture e collegate											
Riserve al 31 dicembre 2016				14		82		2	779		877
di cui: sviluppate				14		26		2	349		391
non sviluppate						56			430		486
Acquisizioni											
Revisioni di precedenti stime				1				(286)			(285)
Miglioramenti di recupero assistito											
Estensioni e nuove scoperte											
Produzione				(1)		(7)		(1)	(23)		(32)
Cessioni											
Riserve al 31 dicembre 2017				14		75		1	470		560
Riserve al 31 dicembre 2017		422	525	1.066	1.078	1.511	1.150	428	673	137	6.990
Sviluppate											
consolidate		350	360	532	463	856	891	238	176	101	3.967
joint venture e collegate				14		20		1	359		394
Non sviluppate											
consolidate		72	165	520	615	635	259	189	138	36	2.629
joint venture e collegate						55			111		166
Vita utile residua delle riserve	(anni)	8,6	7,6	6,1	12,8	12,0	24,0	9,7	11,4	17,1	10,5
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	239	243	51	258	326	(48)	(48)	(464)		103
Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve		239	243	51	(156)	189	(48)	(48)	(464)		25

Riserve certe di idrocarburi

	(milioni di boe)										
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale	
2016											
Società consolidate											
Riserve al 31 dicembre 2015	465	495	1.194	500	1.282	1.198	422	269	150	5.975	
di cui: sviluppate	362	404	630	380	764	689	159	217	115	3.720	
non sviluppate	103	91	564	120	518	509	263	52	35	2.255	
Acquisizioni											
Revisioni di precedenti stime	(62)	1	110	(20)	157	63	111	1	4	365	
Miglioramenti di recupero assistito		1	1							2	
Estensioni e nuove scoperte		2	1	881			3			887	
Produzione	(49)	(73)	(167)	(68)	(122)	(40)	(45)	(43)	(9)	(616)	
Cessioni											
Riserve al 31 dicembre 2016	354	426	1.139	1.293	1.317	1.221	491	227	145	6.613	
Società in joint venture e collegate											
Riserve al 31 dicembre 2015			14		87		4	810		915	
di cui: sviluppate			14		22		2	265		303	
non sviluppate					65		2	545		612	
Acquisizioni											
Revisioni di precedenti stime			1		(2)			(9)		(10)	
Miglioramenti di recupero assistito											
Estensioni e nuove scoperte											
Produzione			(1)		(3)		(2)	(22)		(28)	
Cessioni											
Riserve al 31 dicembre 2016			14		82		2	779		877	
Riserve al 31 dicembre 2016	354	426	1.153	1.293	1.399	1.221	493	1.006	145	7.490	
Sviluppate	287	374	619	352	835	966	177	554	111	4.275	
consolidate	287	374	605	352	809	966	175	205	111	3.884	
joint venture e collegate			14		26		2	349		391	
Non sviluppate	67	52	534	941	564	255	316	452	34	3.215	
consolidate	67	52	534	941	508	255	316	22	34	2.729	
joint venture e collegate					56			430		486	
Vita utile residua delle riserve	(anni)	7,2	5,8	6,9	19,0	11,2	30,5	10,5	15,5	16,1	11,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	(127)	5	67	1.266	124	158	243	(12)	44	193
Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve		(127)	5	67	1.266	124	158	243	(12)	44	193

Riserve certe di idrocarburi

	(milioni di boe)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale	
2015										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2014	503	544	1.740	1.239	1.069	285	232	160	5.772	
di cui: sviluppate	401	335	904	702	589	112	188	135	3.366	
non sviluppate	102	209	836	537	480	173	44	25	2.406	
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	23	19	168	169	164	163	76	(1)	781	
Miglioramenti di recupero assistito			2						2	
Estensioni e nuove scoperte	1		24	14		21	6		66	
Produzione	(62)	(68)	(240)	(124)	(35)	(47)	(44)	(9)	(629)	
Cessioni				(16)			(1)		(17)	
Riserve al 31 dicembre 2015	465	495	1.694	1.282	1.198	422	269	150	5.975	
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2014			16	81		5	728		830	
di cui: sviluppate			15	23		3	26		67	
non sviluppate			1	58		2	702		763	
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime				6		1	91		98	
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(2)			(2)	(9)		(13)	
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2015			14	87		4	810		915	
Riserve al 31 dicembre 2015	465	495	1.708	1.369	1.198	426	1.079	150	6.890	
Sviluppate										
consolidate	362	404	1.010	764	689	159	217	115	3.720	
joint venture e collegate			14	22		2	265		303	
Non sviluppate										
consolidate	103	91	684	518	509	263	52	35	2.255	
joint venture e collegate				65		2	545		612	
Vita utile residua delle riserve	(anni)	7,5	7,3	7,1	11,0	34,5	8,6	20,1	16,0	10,7
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	38	28	80	153	473	375	324	(11)	148
Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve		38	28	80	139	473	375	322	(11)	145

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
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	208	48	493	279	718	704	476	252	5	3.183
di cui: sviluppate	156	44	317	153	551	587	252	143	5	2.208
non sviluppate	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
di cui: sviluppate		154	11		8			32		205
non sviluppate		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.

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

Riserve certe di petrolio

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	454	281	809	767	307	163	9	3.230
di cui: sviluppate	132	228	287	205	507	556	124	143	8	2.190
non sviluppate	44	36	167	76	302	211	183	20	1	1.040
Acquisizioni					2					2
Revisioni di precedenti stime	59	29	73	21	31	29	(69)	19	(1)	191
Miglioramenti di recupero assistito		1	6	7			9			23
Estensioni e nuove scoperte		103	1		18		4	3		129
Produzione	(20)	(37)	(58)	(26)	(90)	(30)	(19)	(23)	(1)	(304)
Cessioni				(3)	(6)					(9)
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	476	280	764	766	232	162	7	3.262
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2016			13		15			140		168
di cui: sviluppate			13		8			22		43
non sviluppate					7			118		125
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime					(2)			1		(1)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)		(1)			(5)		(7)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2017			12		12			136		160
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	488	280	776	766	232	298	7	3.422
Sviluppate										
consolidate	169	219	306	203	546	547	81	144	5	2.220
joint venture e collegate			12		6			25		43
Non sviluppate										
consolidate	46	141	170	77	218	219	151	18	2	1.042
joint venture e collegate					6			111		117

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
2016										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2015	228	305	494	327	787	771	262	189	9	3.372
di cui: sviluppate	171	237	312	230	511	355	126	149	9	2.100
non sviluppate	57	68	182	97	276	416	136	40		1.272
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(35)	(4)	19	(26)	113	20	73	(1)	1	160
Miglioramenti di recupero assistito		1	1							2
Estensioni e nuove scoperte		2	1	8						11
Produzione	(17)	(40)	(61)	(28)	(91)	(24)	(28)	(25)	(1)	(315)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	454	281	809	767	307	163	9	3.230
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2015			13		16			158		187
di cui: sviluppate			13		6			29		48
non sviluppate					10			129		139
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			1		(1)			(13)		(13)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)					(5)		(6)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016			13		15			140		168
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	467	281	824	767	307	303	9	3.398
Sviluppate	132	228	300	205	515	556	124	165	8	2.233
consolidate	132	228	287	205	507	556	124	143	8	2.190
joint venture e collegate			13		8			22		43
Non sviluppate	44	36	167	76	309	211	183	138	1	1.165
consolidate	44	36	167	76	302	211	183	20	1	1.040
joint venture e collegate					7			118		125

Riserve certe di petrolio

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2015									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2014	243	331	776	739	697	131	147	13	3.077
di cui: sviluppate	184	174	521	470	306	64	116	12	1.847
non sviluppate	59	157	255	269	391	67	31	1	1.230
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	10	5	139	143	94	159	64	(2)	612
Miglioramenti di recupero assistito			2						2
Estensioni e nuove scoperte			2	14			6		22
Produzione	(25)	(31)	(98)	(93)	(20)	(28)	(28)	(2)	(325)
Cessioni				(16)					(16)
Riserve al 31 dicembre 2015	228	305	821	787	771	262	189	9	3.372
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2014			14	17		1	117		149
di cui: sviluppate			13	7			26		46
non sviluppate			1	10		1	91		103
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)			45		44
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)			(1)	(4)		(6)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2015			13	16			158		187
Riserve al 31 dicembre 2015	228	305	834	803	771	262	347	9	3.559
Sviluppate									
consolidate	171	237	542	511	355	126	149	9	2.100
joint venture e collegate			13	6			29		48
Non sviluppate									
consolidate	57	68	279	276	416	136	40		1.272
joint venture e collegate				10			129		139

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
2019										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
di cui: sviluppate	27.744	8.502	40.967	94.332	52.973	52.263	23.271	4.351	12.796	317.199
non sviluppate	6.214	553	40.895	55.034	46.267	4.061	11.175	3.488	5.636	173.323
Acquisizioni								207		207
Revisioni di precedenti stime	(8.770)	104	7.547	13.223	21.166	2.238	2.954	(656)	(3.055)	34.751
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		44			2.215		7.775	102		10.136
Produzione	(3.890)	(1.805)	(11.877)	(15.596)	(5.928)	(2.815)	(5.612)	(691)	(1.027)	(49.241)
Cessioni ^(a)					(498)		(1.360)	(16)		(1.874)
Riserve al 31 dicembre 2019	21.298	7.398	77.532	146.993	116.195	55.747	38.203	6.785	14.350	484.501
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2018		10.202	382		8.788			48.613		67.985
di cui: sviluppate		7.816	382		1.633			48.613		58.444
non sviluppate		2.386			7.155					9.541
Acquisizioni		11.472								11.472
Revisioni di precedenti stime		2.136	41		373			33		2.583
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		(51)								(51)
Produzione		(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 498 msmc 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.

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
2018										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.071	123.210	103.629	59.697	30.133	6.370	20.054	489.557
di cui: sviluppate	27.962	21.829	34.913	40.228	47.949	53.179	24.376	4.842	14.709	269.987
non sviluppate	4.041	3.561	54.158	82.982	55.680	6.518	5.757	1.528	5.345	219.570
Acquisizioni							1.966			1.966
Revisioni di precedenti stime	3.914	1.402	6.217	63.365	647	(632)	2.293	1.266	(441)	78.031
Miglioramenti di recupero assistito		2								2
Estensioni e nuove scoperte	2.446				188		5.797	2.165		10.596
Produzione	(4.405)	(4.599)	(13.426)	(12.594)	(5.224)	(2.741)	(5.693)	(1.231)	(1.181)	(51.094)
Cessioni		(13.140)		(24.615)			(50)	(731)		(38.536)
Riserve al 31 dicembre 2018	33.958	9.055	81.862	149.366	99.240	56.324	34.446	7.839	18.432	490.522
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2017			371		9.879		41	51.505		61.796
di cui: sviluppate			371		2.348		41	51.505		54.265
non sviluppate					7.531					7.531
Acquisizioni		10.202								10.202
Revisioni di precedenti stime			57		(169)			(601)		(713)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(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

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
2017										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	105.872	156.316	78.369	70.349	28.395	9.993	20.964	522.795
di cui: sviluppate	23.925	22.674	49.054	22.630	46.769	63.391	7.911	9.580	15.822	261.756
non sviluppate	3.723	2.215	56.818	133.686	31.600	6.958	20.484	413	5.142	261.039
Acquisizioni					33					33
Revisioni di precedenti stime	8.920	4.606	1.861	27.439	3.788	(7.926)	5.313	(1.727)	175	42.449
Miglioramenti di recupero assistito		6	(544)							(538)
Estensioni e nuove scoperte		812		1.797	52.061			111		54.781
Produzione	(4.565)	(4.923)	(18.118)	(8.917)	(4.591)	(2.726)	(3.575)	(2.007)	(1.085)	(50.507)
Cessioni				(53.425)	(26.031)					(79.456)
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
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2016			414		10.421		149	98.633		109.617
di cui: sviluppate			414		2.927		149	50.445		53.935
non sviluppate					7.494			48.188		55.682
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			(1)		378		6	(44.333)		(43.950)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(42)		(920)		(114)	(2.795)		(3.871)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2017			371		9.879		41	51.505		61.796
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.442	123.210	113.508	59.697	30.174	57.875	20.054	551.353
Sviluppate	27.962	21.829	35.284	40.228	50.297	53.179	24.417	56.347	14.709	324.252
consolidate	27.962	21.829	34.913	40.228	47.949	53.179	24.376	4.842	14.709	269.987
joint venture e collegate			371		2.348		41	51.505		54.265
Non sviluppate	4.041	3.561	54.158	82.982	63.211	6.518	5.757	1.528	5.345	227.101
consolidate	4.041	3.561	54.158	82.982	55.680	6.518	5.757	1.528	5.345	219.570
joint venture e collegate					7.531					7.531

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
2016										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2015	36.905	29.594	109.064	26.817	76.856	66.649	24.864	12.419	21.793	404.961
di cui: sviluppate	29.757	26.034	49.404	23.264	39.367	51.832	5.225	10.549	16.562	251.994
non sviluppate	7.148	3.560	59.660	3.553	37.489	14.817	19.639	1.870	5.231	152.967
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(4.374)	495	13.330	710	6.324	6.334	5.657	228	352	29.056
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte			6	134.980			421	5		135.412
Produzione	(4.883)	(5.200)	(16.528)	(6.191)	(4.811)	(2.634)	(2.547)	(2.659)	(1.181)	(46.634)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	105.872	156.316	78.369	70.349	28.395	9.993	20.964	522.795
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2015			363		10.967		359	101.399		113.088
di cui: sviluppate			363		2.376		260	36.691		39.690
non sviluppate					8.591		99	64.708		73.398
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			102		(244)		(15)	(126)		(283)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(51)		(302)		(195)	(2.640)		(3.188)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016			414		10.421		149	98.633		109.617
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	106.286	156.316	88.790	70.349	28.544	108.626	20.964	632.412
Sviluppate	23.925	22.674	49.468	22.630	49.696	63.391	8.060	60.025	15.822	315.691
consolidate	23.925	22.674	49.054	22.630	46.769	63.391	7.911	9.580	15.822	261.756
joint venture e collegate			414		2.927		149	50.445		53.935
Non sviluppate	3.723	2.215	56.818	133.686	39.094	6.958	20.484	48.601	5.142	316.721
consolidate	3.723	2.215	56.818	133.686	31.600	6.958	20.484	413	5.142	261.039
joint venture e collegate					7.494			48.188		55.682

Riserve certe di gas naturale

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2015									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2014	40.484	33.196	149.869	77.651	58.013	23.978	13.246	22.821	419.258
di cui: sviluppate	33.754	25.125	59.755	35.980	43.966	7.393	11.141	19.102	236.216
non sviluppate	6.730	8.071	90.114	41.671	14.047	16.585	2.105	3.719	183.042
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	1.948	2.101	4.606	4.144	10.893	663	1.941	128	26.424
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	123		3.503			3.218			6.844
Produzione	(5.650)	(5.703)	(22.097)	(4.840)	(2.257)	(2.995)	(2.659)	(1.156)	(47.357)
Cessioni				(99)			(109)		(208)
Riserve al 31 dicembre 2015	36.905	29.594	135.881	76.856	66.649	24.864	12.419	21.793	404.961
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2014			419	9.957		510	94.943		105.829
di cui: sviluppate			415	2.540		273	145		3.373
non sviluppate			4	7.417		237	94.798		102.456
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			(3)	1.019		98	7.168		8.282
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(53)	(9)		(249)	(712)		(1.023)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2015			363	10.967		359	101.399		113.088
Riserve al 31 dicembre 2015	36.905	29.594	136.244	87.823	66.649	25.223	113.818	21.793	518.049
Sviluppate	29.757	26.034	73.031	41.743	51.832	5.485	47.240	16.562	291.684
consolidate	29.757	26.034	72.668	39.367	51.832	5.225	10.549	16.562	251.994
joint venture e collegate			363	2.376		260	36.691		39.690
Non sviluppate	7.148	3.560	63.213	46.080	14.817	19.738	66.578	5.231	226.365
consolidate	7.148	3.560	63.213	37.489	14.817	19.639	1.870	5.231	152.967
joint venture e collegate				8.591		99	64.708		73.398

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

Società consolidate	(migliaia di boe/giorno)	2019	2018	2017	2016	2015
Italia		123	138	134	133	169
Resto d'Europa		55	194	189	201	185
Croazia			2	3	5	4
Norvegia			134	129	133	105
Regno Unito		55	58	57	63	76
Africa Settentrionale		379	392	479	458	469
Algeria		83	85	90	98	96
Libia		291	302	384	353	365
Tunisia		5	5	5	7	8
Egitto		354	300	230	185	189
Africa Sub-Sahariana^(c)		363	337	327	333	341
Angola		113	127	126	118	101
Congo		87	92	83	98	103
Ghana		42	18	9		
Nigeria		121	100	109	117	137
Kazakhstan		150	143	132	111	95
Resto dell'Asia		179	177	116	123	130
Cina		1	1	2	2	3
Emirati Arabi Uniti		51	40			
India						1
Indonesia		59	71	38	12	12
Iran						22
Iraq		41	34	43	67	40
Pakistan		19	20	24	32	41
Turkmenistan		8	11	9	10	11
America		68	75	99	116	122
Ecuador		6	12	12	10	11
Messico		4				
Stati Uniti		58	56	77	93	98
Trinidad e Tobago			7	10	13	13
Australia e Oceania		28	23	22	24	26
Australia		28	23	22	24	26
		1.699	1.779	1.728	1.684	1.726
Società in joint venture e collegate						
Angola		23	19	20	6	
Indonesia			1	3	4	5
Norvegia		108				
Tunisia		3	4	4	4	4
Venezuela		38	48	61	61	25
		172	72	88	75	34
Totale		1.871	1.851	1.816	1.759	1.760

[a] Comprende la quota di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (124, 119, 97, 88 e 73 mila boe/giorno, rispettivamente nel 2019, 2018, 2017, 2016 e 2015).

[b] Con effetto 1° gennaio 2019, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00653 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00647 barili di petrolio). L'effetto sulla produzione dell'esercizio 2019 è di 9 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 d'idrocarburi. Il calcolo degli indicatori prezzo per boe e operating cost per boe è unaffected da tale transazione.

Produzione di petrolio e condensati

Società consolidate	(migliaia di barili/giorno)	2019	2018	2017	2016	2015
Italia		53	60	53	47	69
Resto d'Europa		23	113	102	109	85
Croazia						
Norvegia			89	81	86	57
Regno Unito		23	24	21	23	28
Africa Settentrionale		166	154	158	165	172
Algeria		62	65	68	77	79
Libia		101	86	87	84	89
Tunisia		3	3	3	4	4
Egitto		75	77	72	76	96
Africa Sub-Sahariana		249	244	247	247	256
Angola		102	111	119	108	96
Congo		59	65	63	71	78
Ghana		24	15	8		
Nigeria		64	53	57	68	82
Kazakhstan		100	94	83	65	56
Resto dell'Asia		86	77	53	78	77
Cina		1	1	2	2	3
Emirati Arabi Uniti		49	39			
Indonesia		2	3	3	3	2
Iran						22
Iraq		27	28	40	64	40
Turkmenistan		7	6	8	9	10
America		55	52	63	69	75
Ecuador		6	12	12	10	11
Messico		4				
Stati Uniti		45	40	51	59	64
Australia e Oceania		2	2	2	3	5
Australia		2	2	2	3	5
		809	873	833	859	891
Società in joint venture e collegate						
Angola		4	3	3	1	
Indonesia				1	1	1
Norvegia		74				
Tunisia		3	3	3	3	4
Venezuela		3	8	12	14	12
		84	14	19	19	17
Totale		893	887	852	878	908

Produzione di gas naturale

Società consolidate	(milioni di metri cubi/giorno)	2019	2018	2017	2016	2015
Italia		10,7	12,1	12,5	13,3	15,5
Resto d'Europa		4,9	12,6	13,5	14,1	15,6
Croazia			0,3	0,5	0,7	0,6
Norvegia			6,9	7,5	7,3	7,5
Regno Unito		4,9	5,4	5,5	6,1	7,5
Africa Settentrionale		32,5	36,8	49,6	45,2	46,1
Algeria		3,2	3,0	3,3	3,3	2,7
Libia		29,0	33,4	46,0	41,5	43,0
Tunisia		0,3	0,4	0,3	0,4	0,4
Egitto		42,7	34,5	24,4	16,9	14,4
Africa Sub-Sahariana		17,6	14,3	12,6	13,2	13,3
Angola		1,9	2,4	1,3	1,4	0,9
Congo		4,2	4,3	3,2	4,2	3,9
Ghana		2,8	0,5	0,1		
Nigeria		8,7	7,1	8,0	7,6	8,5
Kazakhstan		7,7	7,5	7,5	7,2	6,2
Resto dell'Asia		14,2	15,6	9,8	7,0	8,2
Emirati Arabi Uniti		0,2	0,1			
India						0,1
Indonesia		8,7	10,7	5,3	1,4	1,5
Iraq		2,2	1,0	0,6	0,5	
Pakistan		2,9	3,0	3,7	4,9	6,4
Turkmenistan		0,2	0,8	0,2	0,2	0,2
America		1,9	3,4	5,5	7,3	7,3
Messico		0,1				
Stati Uniti		1,8	2,4	3,9	5,3	5,3
Trinidad e Tobago			1,0	1,6	2,0	2,0
Australia e Oceania		4,0	3,2	3,0	3,2	3,2
Australia		4,0	3,2	3,0	3,2	3,2
		136,2	140,0	138,4	127,4	129,8
Società in joint venture e collegate						
Angola		2,8	2,5	2,5	0,8	
Indonesia			0,1	0,3	0,6	0,7
Norvegia		5,2				
Tunisia		0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Venezuela		5,4	6,3	7,7	7,2	1,9
		13,5	9,0	10,6	8,7	2,8
Totale		149,7	149,0	149,0	136,1	132,6

Produzione venduta di idrocarburi

		2019	2018	2017	2016	2015
Produzione di idrocarburi	(milioni di boe)	683,0	675,6	662,7	643,8	642,4
Variazione rimanenze/altre		(7,0)	(7,1)	(5,2)	(3,1)	(1,9)
Autoconsumi di idrocarburi		(45,4)	(43,5)	(35,2)	(32,1)	(26,4)
Produzione venduta di idrocarburi^(a)		630,6	625,0	622,3	608,6	614,1
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	325,4	320,0	308,3	320,1	330,1
- di cui ai settori mid-downstream		216,2	221,3	216,6	216,2	201,9
Gas naturale	(miliardi di metri cubi)	46,7	47,2	48,5	44,6	44,2
- di cui a settore G&P		8,5	9,9	9,8	9,8	11,2

(a) Include 60,8 milioni di boe di produzione venduta dalle società in joint venture e collegate nel 2019 (25,1, 27,3, 24 e 11,4 milioni di boe nel 2018, 2017, 2016 e 2015, rispettivamente).

Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2019

	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		309	15.282	9.278	58.616	28.750			117	90
Italia	1926	128	9.545	7.887	7.595	5.845	Onshore/Offshore	68	47	
Resto d'Europa		181	5.737	1.391	51.021	22.905		49	43	
Cipro	2013	7			26.614	14.557	Offshore		1	
Groenlandia	2013	2			4.890	1.909	Offshore			
Montenegro	2016	1			1.228	614	Offshore			
Norvegia	1965	131	4.828	777	14.577	3.436	Offshore	39	40	
Regno Unito	1964	38	909	614	1.011	506	Offshore	10	2	
Altri Paesi		2			2.701	1.883	Offshore			
AFRICA		260	54.351	15.194	273.494	148.431		272	146	
Africa Settentrionale		69	17.628	7.966	51.716	23.907		71	48	
Algeria	1981	47	12.157	5.472	279	100	Onshore	38	27	
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	56	5.659	2.113	15.710	5.500	Onshore/Offshore	41	22	
Africa Sub-Sahariana		135	31.064	5.115	206.068	119.024		160	76	
Angola	1980	45	8.349	1.073	7.841	2.671	Onshore/Offshore	60	25	
Congo	1968	25	1.430	843	1.320	628	Onshore/Offshore	20	6	
Costa d'Avorio	2015	5			4.921	3.724	Offshore			
Gabon	2008	4			4.107	4.107	Onshore/Offshore		1	
Ghana	2009	3	226	100	1.127	479	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	8.631	3.543	Onshore/Offshore	79	37	
Sudafrica	2014	1			55.677	22.271	Offshore			
Altri Paesi		4			46.463	33.304	Onshore			
ASIA		69	12.686	3.199	267.851	139.497		25	27	
Kazakhstan	1992	8	2.391	442	5.124	1.718	Onshore/Offshore	2	4	
Resto dell'Asia		61	10.295	2.757	262.727	137.779		23	23	
Bahrain	2019	1			2.858	2.858	Offshore			
Cina	1984	6	77	13			Offshore	5		
Emirati Arabi Uniti	2018	9	2.949	217	17.058	10.170	Onshore/Offshore	3	9	
Indonesia	2001	13	2.605	1.029	20.898	14.926	Onshore/Offshore	2	10	
Iraq	2009	1	1.074	446			Onshore	1		
Libano	2018	2			3.653	1.461	Offshore			
Myanmar	2014	4			24.080	14.147	Onshore/Offshore			
Oman	2017	1			90.760	49.918	Offshore			
Pakistan	2000	12	3.390	872	8.370	2.907	Onshore/Offshore	9	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	18.553	Offshore			
Altri Paesi		1			14.600	3.244	Offshore			
AMERICA		229	2.299	1.024	17.763	9.679		40	18	
Messico	2015	10	14	14	5.455	3.092	Offshore	1	2	
Stati Uniti	1968	205	1.024	513	1.683	1.422	Onshore/Offshore	36	14	
Venezuela	1998	6	1.261	497	1.543	569	Onshore/Offshore	3	1	
Altri Paesi		8			9.082	4.596	Offshore		1	
AUSTRALIA E OCEANIA		6	728	588	2.860	2.214		1	1	
Australia	2001	6	728	588	2.860	2.214	Offshore	1	1	
Totale		873	85.346	29.283	620.584	328.571		455	282	

(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)	2019	2018	2017	2016	2015
Europa		38.028	46.332	51.206	45.380	45.123
Italia		13.732	14.987	16.380	16.767	16.975
Resto d'Europa		24.296	31.345	34.826	28.613	28.148
Africa		163.625	165.699	161.981	152.676	157.441
Africa Settentrionale		31.873	33.932	25.797	18.727	16.031
Egitto		7.613	5.248	9.192	10.665	9.668
Africa Sub-Sahariana		124.139	126.519	126.992	123.284	131.742
Asia		142.696	181.414	184.029	109.761	117.183
Kazakhstan		2.160	1.543	1.543	869	869
Resto dell'Asia		140.536	179.871	182.486	108.892	116.314
America		10.703	9.303	6.641	5.696	6.628
Australia e Oceania		2.802	3.757	11.061	10.383	16.333
Totale		357.854	406.505	414.918	323.896	342.708

Prezzi medi di realizzo

		2019		2018		2017		2016		2015	
		CONS	JV								
Petrolio e condensati	(\$/barile)										
Italia		55,55		61,58		46,51		33,19		43,46	
Resto d'Europa		58,92	58,88	64,51		47,81		39,97		45,88	
Africa Settentrionale		57,91	18,06	65,95	17,92	52,68	17,95	42,37	17,93	46,66	18,03
Egitto		54,78		62,97		46,06		33,05			
Africa Sub-Sahariana		63,45	23,72	68,76	39,48	53,66	38,34	41,92		49,91	
Kazakhstan		59,06		66,78		50,62		39,61		48,26	
Resto dell'Asia		62,81		68,35	49,86	48,94	44,43	36,89	34,95	40,10	27,89
America		54,00	59,94	57,22	54,86	44,24	41,49	34,86	32,39	43,36	38,18
Australia e Oceania		52,93		68,72		49,36		37,96		45,84	
		59,62	55,93	65,79	45,19	50,33	38,65	39,33	30,85	46,46	35,15
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)										
Italia		177,86		295,65		227,81		174,28		244,54	
Resto d'Europa		174,93	179,03	282,31		205,27		158,84		222,60	
Africa Settentrionale		219,47	255,57	175,73	126,57	104,50	92,96	109,61	65,21	165,54	133,63
Egitto		180,74		171,36		148,20		134,90			
Africa Sub-Sahariana		103,98	217,50	84,14	335,70	66,20	259,36	49,83		52,72	
Kazakhstan		28,73		27,08		20,49		11,96		16,60	
Resto dell'Asia		209,86		215,94	329,36	132,37	213,97	123,73	209,02	170,43	327,51
America		86,99	152,78	83,93	151,10	83,20	148,16	68,71	147,40	77,73	149,83
Australia e Oceania		155,98		169,65		143,16		127,12		178,87	
		174,58	174,64	182,80	197,55	127,87	163,89	113,20	150,03	160,17	187,09
Idrocarburi	(\$/boe)										
Italia		40,24		53,01		39,96		29,27		40,36	
Resto d'Europa		39,84	49,76	56,07		40,51		33,27		40,21	
Africa Settentrionale		44,86	19,39	43,34	18,14	28,62	17,35	26,52	16,27	34,61	18,60
Egitto		33,67		36,22		30,64		26,29			
Africa Sub-Sahariana		53,08	30,84	58,59	48,79	44,85	39,65	35,08		40,92	
Kazakhstan		42,21		46,98		34,60		24,52		30,02	
Resto dell'Asia		50,31		50,98	50,64	36,69	36,76	31,18	32,76	35,18	49,42
America		48,37	25,67	46,63	28,59	33,31	26,50	25,45	24,95	31,71	30,72
Australia e Oceania		26,32		28,99		25,29		22,00		31,51	
		43,73	41,71	48,04	33,63	35,39	28,30	29,30	25,05	36,54	31,95

Gruppo Eni		2019	2018	2017	2016	2015
Petrolio e condensati	(\$/barile)	59,26	65,47	50,06	39,18	46,30
Gas Naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	174,59	183,74	130,31	115,51	160,78
Idrocarburi	(\$/boe)	43,54	47,48	35,06	29,14	36,47

Perforazione esplorativa

(numero)	Pozzi completati ^(a)										Pozzi in progress ^(b)	
	2019		2018		2017		2016		2015		2019	
	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Successo commerciale	Sterili ^(c)	Totale	in quota Eni
Italia		0,5	1,8					1,0				
Resto d'Europa	0,3	1,4		0,5	1,2	1,3	0,1	0,4		2,2	14,0	3,5
Africa Settentrionale	0,5			0,5	0,5		0,5	1,0		1,0	12,0	9,5
Egitto	4,5	1,5	1,7	1,5	2,5	5,4	5,5	0,8	3,3	4,8	13,0	9,7
Africa Sub-Sahariana	0,5	0,9	0,4		2,9	0,3	0,1	1,1	0,6	2,9	38,0	18,4
Kazakhstan											6,0	1,1
Resto dell'Asia		1,7	2,2	2,6				0,9		3,4	11,0	3,8
America			4,0		0,5			1,0	1,0	0,3	3,0	1,4
Australia e Oceania		0,5									1,0	0,3
	5,8	6,5	10,1	5,1	7,6	7,0	6,2	6,2	4,9	14,6	98,0	47,7

Perforazione di sviluppo

(numero)	Pozzi completati ^(a)										Pozzi in progress	
	2019		2018		2017		2016		2015		2019	
	Produttivi	Sterili ^(c)	Produttivi	Sterili ^(c)	Produttivi	Sterili ^(c)	Produttivi	Sterili ^(c)	Produttivi	Sterili ^(c)	Totale	in quota Eni
Italia	3,0		3,0		2,6		4,0		6,0		2,0	1,6
Resto d'Europa	3,3		2,8	0,3	2,7	0,2	5,6		10,2	0,1	25,0	2,2
Africa Settentrionale	5,0	1,1	9,6	0,5	5,1		6,2	0,7	4,5		2,0	1,1
Egitto	33,5		30,7		49,7	2,3	32,4	0,5	26,0	2,8	9,0	3,5
Africa Sub-Sahariana	7,0		7,3	0,1	8,6		21,2	0,2	22,0	2,5	19,0	3,4
Kazakhstan	0,9		0,9		1,2		4,6		4,7		1,0	0,3
Resto dell'Asia	27,3	2,2	21,9		15,0	0,2	31,6	0,5	29,7	5,9	25,0	7,9
America	2,1		2,3		3,1		9,9	1,3	17,4	0,1	1,0	1,0
Australia e Oceania			0,8						0,5			
	82,1	3,3	79,3	0,9	88,0	2,7	115,5	3,2	121,0	11,4	84,0	21,0

Pozzi produttivi^(d)

(numero)	2019			
	Petrolio		Gas naturale	
	Totale	in quota Eni	Totale	in quota Eni
Italia	204,0	158,2	441,0	383,0
Resto d'Europa	657,0	106,2	207,0	67,0
Africa Settentrionale	589,0	245,7	125,0	67,5
Egitto	1.196,0	513,2	141,0	43,6
Africa Sub-Sahariana	2.620,0	538,0	201,0	27,0
Kazakhstan	204,0	55,8	1,0	0,3
Resto dell'Asia	990,0	367,7	180,0	63,6
America	250,0	128,4	284,0	81,6
Australia e Oceania			2,0	2,0
	6.710,0	2.113,2	1.582,0	735,6

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

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

(d) Include 1.403 (382,8 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
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 ^(b)	(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^(c)	(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] 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 dal partner a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

[b] Include svalutazioni nette per €1.217 milioni.

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

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi

(€ 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.

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.619	1.897	1.056		3.888	681	911	932	3	10.987
- vendite a terzi		481	3.184	2.128	547	713	291	96	168	7.608
Totale ricavi	1.619	2.378	4.240	2.128	4.435	1.394	1.202	1.028	171	18.595
Costi di produzione	(332)	(523)	(455)	(303)	(952)	(271)	(202)	(258)	(48)	(3.344)
Costi di trasporto	(5)	(164)	(49)	(11)	(34)	(125)	(4)	(54)		(446)
Imposte sulla produzione	(130)		(200)		(331)		(11)		(5)	(677)
Costi di ricerca	(26)	(122)	(22)	(191)	(60)		(61)	(39)	(4)	(525)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(465)	(838)	(679)	(767)	(2.063)	(289)	(765)	(577)	(59)	(6.502)
Altri (oneri) proventi	1.563	(141)	(162)	690	(716)	(221)	(84)	(342)	2	589
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.224	590	2.673	1.546	279	488	75	(242)	57	7.690
Imposte sul risultato	(299)	(216)	(1.978)	(214)	(38)	(223)	(67)	(38)	(23)	(3.096)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	1.925	374	695	1.332	241	265	8	(280)	34	4.594
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			14		129		22	517		682
Totale ricavi			14		129		22	517		682
Costi di produzione			(6)		(19)		(9)	(39)		(73)
Costi di trasporto			(2)		(18)			(1)		(21)
Imposte sulla produzione			(2)		(8)			(146)		(156)
Costi di ricerca		(1)					(13)			(14)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		(54)		(13)	(271)		(339)
Altri (oneri) proventi		(2)	(2)		26		3	(199)		(174)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(3)	1		56		(10)	(139)		(95)
Imposte sul risultato			(1)				(4)	(20)		(25)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(3)			56		(14)	(159)		(120)

(a) Include riprese di valore nette per €158 milioni.

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.217	1.673	932	9	3.178	252	1.027	833	4	9.125
- vendite a terzi		432	2.841	1.471	485	606	114	102	165	6.216
Totale ricavi	1.217	2.105	3.773	1.480	3.663	858	1.141	935	169	15.341
Costi di produzione	(307)	(436)	(404)	(343)	(929)	(177)	(212)	(262)	(49)	(3.119)
Costi di trasporto	(4)	(163)	(47)	(13)	(39)	(92)	(3)	(63)		(424)
Imposte sulla produzione	(96)		(176)		(282)		(17)		(5)	(576)
Costi di ricerca	(35)	(40)	(45)	(42)	(142)		(39)	(28)	(3)	(374)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(923)	(943)	(675)	(691)	(1.093)	(129)	(952)	(480)	(67)	(5.953)
Altri (oneri) proventi	(342)	(232)	(201)	(265)	(917)	(57)	(130)	(120)	(8)	(2.272)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(490)	291	2.225	126	261	403	(212)	(18)	37	2.623
Imposte sul risultato	159	(1)	(1.618)	(89)	97	(139)	32	(9)	(9)	(1.577)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(331)	290	607	37	358	264	(180)	(27)	28	1.046
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate										
- vendite a terzi			15				36	493		544
Totale ricavi			15				36	493		544
Costi di produzione			(7)				(10)	(51)		(68)
Costi di trasporto			(2)					(3)		(5)
Imposte sulla produzione			(3)					(121)		(124)
Costi di ricerca							(13)			(13)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)		(26)		(32)	(240)		(299)
Altri (oneri) proventi		(3)	(1)		(26)		(16)	(25)		(71)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(3)	1		(52)		(35)	53		(36)
Imposte sul risultato			(2)				(6)	(162)		(170)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(3)	(1)		(52)		(41)	(109)		(206)

(a) Include riprese di valore nette per €700 milioni.

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2015									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	2.124	1.828	1.403	3.514	231	628	1.118	29	10.875
- vendite a terzi		501	5.681	914	659	854	131	226	8.966
Totale ricavi	2.124	2.329	7.084	4.428	890	1.482	1.249	255	19.841
Costi operativi	(403)	(642)	(948)	(1.099)	(239)	(235)	(453)	(108)	(4.127)
Imposte sulla produzione	(184)		(240)	(405)		(30)		(9)	(868)
Costi di ricerca	(35)	(205)	(164)	(216)		(210)	(35)	(6)	(871)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(750)	(2.022)	(2.938)	(3.835)	(109)	(1.491)	(1.775)	(111)	(13.031)
Altri (oneri) proventi	(215)	(142)	(564)	(290)	(156)	(282)	(9)	(23)	(1.681)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	537	(682)	2.230	(1.417)	386	(766)	(1.023)	(2)	(737)
Imposte sul risultato	(182)	589	(2.148)	272	(142)	90	406	(25)	(1.140)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	355	(93)	82	(1.145)	244	(676)	(617)	(27)	(1.877)
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			19			68	248		335
Totale ricavi			19			68	248		335
Costi operativi			(9)			(13)	(49)		(71)
Imposte sulla produzione			(3)				(82)		(85)
Costi di ricerca						(16)			(16)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(3)	(432)		(77)	(78)		(591)
Altri (oneri) proventi		(3)	(1)	(35)		(6)	(48)		(93)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(4)	3	(467)		(44)	(9)		(521)
Imposte sul risultato			(3)			8	(29)		(24)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(4)		(467)		(36)	(38)		(545)

(a) Include svalutazioni per €5.051 milioni.

Costi capitalizzati^(a)

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
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
2018										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	16.569	6.236	14.140	17.474	40.607	11.240	12.711	15.347	1.967	136.291
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	332	456	56	2.311	3	1.530	861	193	5.760
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	369	21	1.516	208	1.281	108	38	52	12	3.605
Immobilizzazioni in corso	653	103	1.554	1.504	2.307	1.382	562	595	127	8.787
Costi capitalizzati lordi	17.609	6.692	17.666	19.242	46.506	12.733	14.841	16.855	2.299	154.443
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.717)	(5.355)	(11.741)	(11.722)	(29.727)	(2.175)	(10.460)	(13.443)	(1.265)	(99.605)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(b)	3.892	1.337	5.925	7.520	16.779	10.558	4.381	3.412	1.034	54.838
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		9.102	58		1.481		2	1.912		12.555
Attività relative a riserve probabili e possibili		1.045					11			1.056
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		25	6					7		38
Immobilizzazioni in corso		364	10		10		19	224		627
Costi capitalizzati lordi		10.536	74		1.491		32	2.143		14.276
Fondi ammortamento e svalutazione		(4.543)	(54)		(266)		(19)	(1.052)		(5.934)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(b)(d)}		5.993	20		1.225		13	1.091		8.342

(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 €878 milioni nel 2019 e €831 milioni nel 2018 per le società consolidate e per €166 milioni nel 2019 e €180 milioni nel 2018 per le società in joint venture e collegate.

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

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

Costi capitalizzati

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	16.277	17.600	12.514	15.211	36.976	10.547	12.493	14.840	1.950	138.408
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	356	471	32	2.157	3	1.023	785	185	5.030
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	359	39	1.436	191	1.212	101	34	46	14	3.432
Immobilizzazioni in corso	681	345	2.050	1.297	2.679	1.417	421	280	124	9.294
Costi capitalizzati lordi	17.335	18.340	16.471	16.731	43.024	12.068	13.971	15.951	2.273	156.164
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.504)	(12.014)	(10.640)	(10.413)	(25.920)	(1.690)	(10.386)	(12.534)	(1.188)	(98.289)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	3.831	6.326	5.831	6.318	17.104	10.378	3.585	3.417	1.085	57.875
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe			67		1.419		581	1.833		3.900
Attività relative a riserve probabili e possibili		4					85			89
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7					6		13
Immobilizzazioni in corso		1	6		4		93	225		329
Costi capitalizzati lordi		5	80		1.423		759	2.064		4.331
Fondi ammortamento e svalutazione			(61)		(475)		(611)	(785)		(1.932)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a)		5	19		948		148	1.279		2.399
2016										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	15.951	18.678	13.492	15.262	38.539	10.790	11.680	17.127	2.085	143.604
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	301	416	55	2.461	1	1.155	903	210	5.520
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	357	42	1.627	203	1.375	111	37	77	15	3.844
Immobilizzazioni in corso	724	242	2.347	1.828	5.117	2.565	2.248	317	134	15.522
Costi capitalizzati lordi	17.050	19.263	17.882	17.348	47.492	13.467	15.120	18.424	2.444	168.490
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.022)	(12.113)	(11.374)	(11.022)	(27.264)	(1.608)	(11.000)	(14.301)	(1.227)	(102.931)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	4.028	7.150	6.508	6.326	20.228	11.859	4.120	4.123	1.217	65.559
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		2	82		14		657	2.037		2.792
Attività relative a riserve probabili e possibili		15					96			111
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8					7		15
Immobilizzazioni in corso		9	5		1.596		24	253		1.887
Costi capitalizzati lordi		26	95		1.610		777	2.297		4.805
Fondi ammortamento e svalutazione		(20)	(72)		(482)		(682)	(602)		(1.858)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a)		6	23		1.128		95	1.695		2.947

[a] Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €969 milioni nel 2017 e €1.090 milioni nel 2016 per le società consolidate e per €78 milioni nel 2017 e €95 milioni nel 2016 per le società in joint venture e collegate.

Costi capitalizzati

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2015									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	15.280	15.110	26.904	35.241	3.364	10.424	16.156	2.037	124.516
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	297	444	2.443	1	1.229	874	203	5.509
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	355	42	1.758	1.318	112	34	74	15	3.708
Immobilizzazioni in corso	1.114	3.501	2.280	4.932	8.900	1.665	729	123	23.244
Costi capitalizzati lordi	16.767	18.950	31.386	43.934	12.377	13.352	17.833	2.378	156.977
Fondi ammortamento e svalutazione	(12.184)	(11.431)	(20.268)	(25.235)	(1.422)	(9.691)	(13.344)	(1.122)	(94.697)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	4.583	7.519	11.118	18.699	10.955	3.661	4.489	1.256	62.280
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		3	89	23		624	2.010		2.749
Attività relative a riserve probabili e possibili		17				93			110
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8				6		14
Immobilizzazioni in corso		10	5	1.508		23	112		1.658
Costi capitalizzati lordi		30	102	1.531		740	2.128		4.531
Fondi ammortamento e svalutazione		(23)	(77)	(441)		(628)	(338)		(1.507)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a)		7	25	1.090		112	1.790		3.024

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €1.029 milioni nel 2015 per le società consolidate e per €92 milioni nel 2015 per le società in joint venture e collegate.

Costi sostenuti^(a)

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2019										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe								144		144
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			135	1			23	97		256
Costi di ricerca	20	62	101	94	206	15	232	106	39	875
Costi di sviluppo ^(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
2017										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe					5					5
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	31	242	77	110	65	3	76	106	5	715
Costi di sviluppo ^(b)	251	364	785	3.041	1.939	246	714	292	14	7.646
Totale costi sostenuti società consolidate	282	606	862	3.151	2.009	249	790	398	19	8.366
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					90			91
Costi di sviluppo ^(c)			2		9		4	48		63
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1	2		9		94	48		154

(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 €2.069 nel 2019, decrementi per €517 milioni nel 2018 e costi per €355 milioni nel 2017.

(c) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €838 nel 2019, decrementi per €22 milioni nel 2018 e decrementi per €23 milioni nel 2017.

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

Costi sostenuti

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				2						2
Costi di ricerca	27	51	58	306	70		80	26	3	621
Costi di sviluppo ^(a)	387	437	694	1.752	2.019	651	1.232	(5)	1	7.168
Totale costi sostenuti società consolidate	414	488	752	2.060	2.089	651	1.312	21	4	7.791
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					13			14
Costi di sviluppo ^(b)			1		28		12	95		136
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1	1		28		25	95		150
2015										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	28	176	289		196		71	54	6	820
Costi di sviluppo ^(a)	207	1.006	1.574		2.957	819	1.332	745	18	8.658
Totale costi sostenuti società consolidate	235	1.182	1.863		3.153	819	1.403	799	24	9.478
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					14	1		16
Costi di sviluppo ^(b)		1	1		112		35	554		703
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2	1		112		49	555		719

(a) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €665 milioni nel 2016 e decrementi per €817 milioni nel 2015.

(b) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €15 milioni nel 2016 e costi per €54 milioni nel 2015.

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

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

[a] I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno trascorso. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati 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.

Valore standard dei flussi di cassa netti futuri attualizzati

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

Valore standard dei flussi di cassa netti futuri attualizzati

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2017										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	14.339	19.507	31.793	29.156	41.136	30.263	11.826	6.205	2.593	186.818
Costi futuri di produzione	(5.091)	(5.711)	(6.677)	(6.153)	(14.790)	(6.992)	(3.653)	(2.351)	(590)	(52.008)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.943)	(5.483)	(4.350)	(4.496)	(6.522)	(2.787)	(3.694)	(1.011)	(318)	(32.604)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	5.305	8.313	20.766	18.507	19.824	20.484	4.479	2.843	1.685	102.206
Imposte su reddito future	(859)	(4.490)	(10.836)	(5.709)	(6.418)	(3.970)	(757)	(699)	(303)	(34.041)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	4.446	3.823	9.930	12.798	13.406	16.514	3.722	2.144	1.382	68.165
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(1.633)	(1.050)	(4.566)	(6.698)	(5.430)	(9.172)	(1.239)	(777)	(607)	(31.172)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	2.813	2.773	5.364	6.100	7.976	7.342	2.483	1.367	775	36.993
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future			245		2.062		11	10.797		13.115
Costi futuri di produzione			(119)		(930)		(6)	(3.291)		(4.346)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(1)		(66)			(535)		(602)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			125		1.066		5	6.971		8.167
Imposte su reddito future			(21)		(57)		(1)	(2.459)		(2.538)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			104		1.009		4	4.512		5.629
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(50)		(471)			(2.475)		(2.996)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			54		538		4	2.037		2.633
Totale	2.813	2.773	5.418	6.100	8.514	7.342	2.487	3.404	775	39.626

Valore standard dei flussi di cassa netti futuri attualizzati

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2016										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	9.627	12.898	30.847	33.524	38.271	26.903	12.263	5.789	2.815	172.937
Costi futuri di produzione	(4.136)	(5.240)	(7.481)	(7.927)	(13.913)	(9.247)	(3.498)	(2.935)	(658)	(55.035)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.641)	(3.575)	(5.904)	(6.981)	(9.392)	(3.268)	(5.047)	(1.313)	(270)	(39.391)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	1.850	4.083	17.462	18.616	14.966	14.388	3.718	1.541	1.887	78.511
Imposte su reddito future	(237)	(1.308)	(9.253)	(5.941)	(4.525)	(2.596)	(953)	(298)	(341)	(25.452)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	1.613	2.775	8.209	12.675	10.441	11.792	2.765	1.243	1.546	53.059
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(241)	(365)	(4.060)	(8.055)	(4.594)	(6.536)	(1.266)	(501)	(724)	(26.342)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	1.372	2.410	4.149	4.620	5.847	5.256	1.499	742	822	26.717
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future			259		2.429		33	16.430		19.151
Costi futuri di produzione			(143)		(974)		(20)	(4.614)		(5.751)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(1)		(64)			(1.186)		(1.251)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			115		1.391		13	10.630		12.149
Imposte su reddito future			(21)		(115)		(4)	(3.667)		(3.807)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			94		1.276		9	6.963		8.342
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(46)		(734)			(4.441)		(5.221)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			48		542		9	2.522		3.121
Totale	1.372	2.410	4.197	4.620	6.389	5.256	1.508	3.264	822	29.838

Valore standard dei flussi di cassa netti futuri attualizzati

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2015									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	16.760	18.692	58.390	44.114	34.589	13.027	8.101	3.519	197.192
Costi futuri di produzione	(4.995)	(5.554)	(13.481)	(14.645)	(8.846)	(4.585)	(3.091)	(804)	(56.001)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.299)	(4.379)	(9.457)	(9.359)	(4.108)	(4.964)	(1.644)	(218)	(38.428)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	7.466	8.759	35.452	20.110	21.635	3.478	3.366	2.497	102.763
Imposte su reddito future	(1.657)	(4.349)	(17.195)	(8.222)	(4.682)	(1.230)	(933)	(604)	(38.872)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	5.809	4.410	18.257	11.888	16.953	2.248	2.433	1.893	63.891
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.077)	(817)	(7.844)	(4.976)	(10.561)	(1.276)	(970)	(901)	(29.422)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	3.732	3.593	10.413	6.912	6.392	972	1.463	992	34.469
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			313	3.047		85	18.519		21.964
Costi futuri di produzione			(177)	(1.021)		(32)	(5.370)		(6.600)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(5)	(95)		(22)	(2.118)		(2.240)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			131	1.931		31	11.031		13.124
Imposte su reddito future			(8)	(251)		(10)	(4.088)		(4.357)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			123	1.680		21	6.943		8.767
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(70)	(1.016)		(2)	(4.358)		(5.446)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			53	664		19	2.585		3.321
Totale	3.732	3.593	10.466	7.576	6.392	991	4.048	992	37.790

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri

(€ milioni)	Aumenti (diminuzioni):													Saldo aumenti (diminuzioni)	Valore a fine periodo
	Valore ad inizio periodo	Vendite a terzi e imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	Variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	Estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	Revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	Costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	Revisioni delle quantità stimate	Effetto dell'attualizzazione	Variazione netta delle imposte sul reddito	Acquisizioni di riserve	Cessioni di riserve	Variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni			
2019															
Società consolidate	52.411	(18.236)	(14.972)	1.240	(1.157)	5.128	5.573	8.666	6.013	260	(429) ^(a)	990	(6.924)	45.487	
Società in joint venture e collegate	5.241	(1.675)	(2.247)	86	(916)	687	1.377	1.050	(761)	2.579	(88)	77	169	5.410	
Totale	57.652	(19.911)	(17.219)	1.326	(2.073)	5.815	6.950	9.716	5.252	2.839	(517)	1.067	(6.755)	50.897	
2018															
Società consolidate	36.993	(19.793)	27.970	1.649	(2.525)	6.468	10.487	5.670	(16.566)	5.369	(8.363)	5.052	15.418	52.411	
Società in joint venture e collegate	2.633	(445)	671		216	14	(803)	384	193	6.700		(4.322)	2.608	5.241	
Totale	39.626	(20.238)	28.641	1.649	(2.309)	6.482	9.684	6.054	(16.373)	12.069	(8.363)	730	18.026	57.652	
2017															
Società consolidate	26.717	(14.125)	23.940	1.697	(2.817)	7.203	5.269	3.864	(6.498)	10	(2.995)	(5.272)	10.276	36.993	
Società in joint venture e collegate	3.121	(432)	1.482		495	45	(2.285)	438	238			(469)	(488)	2.633	
Totale	29.838	(14.557)	25.422	1.697	(2.322)	7.248	2.984	4.302	(6.260)	10	(2.995)	(5.741)	9.788	39.626	
2016															
Società consolidate	34.469	(11.222)	(24.727)	4.563	(2.357)	7.578	2.840	5.705	9.200			668	(7.752)	26.717	
Società in joint venture e collegate	3.321	(347)	(1.586)		650	151	(131)	514	386			163	(200)	3.121	
Totale	37.790	(11.569)	(26.313)	4.563	(1.707)	7.729	2.709	6.219	9.586			831	(7.952)	29.838	
2015															
Società consolidate	56.035	(14.846)	(70.909)	524	(1.711)	8.960	12.322	11.288	29.530		(114)	3.390	(21.566)	34.469	
Società in joint venture e collegate	3.558	(179)	(2.858)		(241)	604	915	629	530			363	(237)	3.321	
Totale	59.593	(15.025)	(73.767)	524	(1.952)	9.564	13.237	11.917	30.060		(114)	3.753	(21.803)	37.790	

(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.

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015
Acquisto di riserve proved e unproved		400	869	5	2	
Egitto		1			2	
Africa Settentrionale		135				
Africa Sub-Sahariana				5		
Resto dell'Asia		23	869			
America		241				
Esplorazione		586	463	442	417	566
Italia			1	5		
Resto d'Europa		43	52	186	11	133
Africa Settentrionale		71	20	55	42	64
Egitto		86	80	70	270	168
Africa Sub-Sahariana		128	22	25	30	157
Kazakhstan		7		3		
Resto dell'Asia		141	140	20	57	15
America		74	146	76	7	29
Australia e Oceania		36	2	2		
Sviluppo		5.931	6.506	7.236	7.770	9.341
Italia		289	380	260	407	679
Resto d'Europa		110	600	399	590	1.264
Africa Settentrionale		536	525	626	747	641
Egitto		1.481	2.205	3.030	1.700	929
Africa Sub-Sahariana		1.406	1.635	1.852	2.176	2.998
Kazakhstan		371	193	197	707	835
Resto dell'Asia		1.028	550	666	1.213	1.333
America		695	381	195	220	637
Australia e Oceania		15	37	11	10	25
Altro		79	63	56	65	73
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI		6.996	7.901	7.739	8.254	9.980



PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2019	2018	2017	2016	2015
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,59	0,56	0,37	0,29	0,89
<i>di cui: dipendenti</i>		0,46	0,34	0,45	0,28	0,91
<i>contrattisti</i>		0,84	0,99	0,23	0,31	0,81
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	50.015	55.690	50.623	40.961	52.096
Utile (perdita) operativo		699	629	75	(391)	(1.258)
Utile (perdita) operativo adjusted		654	543	214	(390)	(126)
<i>di cui: Gas & LNG Marketing and Power</i>		376	342	77	n.d.	n.d.
<i>Eni gas e luce</i>		278	201	137	n.d.	n.d.
Utile (perdita) netto adjusted		426	310	52	(330)	(168)
Investimenti tecnici		230	215	142	120	154
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	73,07	76,71	80,83	86,31	87,72
Vendite di GNL ^(b)		10,1	10,3	8,3	8,1	9,0
Clienti retail in Italia	(milioni)	7,7	7,7	7,7	7,7	7,8
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	39,49	37,07	35,33	37,05	34,88
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	3.015	3.040	4.313	4.261	4.484
<i>di cui: all'estero</i>		975	951	2.031	2.229	2.461
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	10,47	11,08	11,30	11,17	10,57
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(gCO ₂ eq/kWheq)	394	402	395	398	409

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

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

Il business Gas & Power è focalizzato sull'attività di approvvigionamento, trading e commercializzazione di gas naturale, GNL ed energia elettrica, di trasporto internazionale, anche attraverso pipeline, nonché di gestione del portafoglio commodity e derivati per la gestione del rischio prezzo. L'attività di generazione elettrica, a supporto del marketing, può contare su una potenza installata presso i siti delle centrali elettriche in Italia di 4,7 GW. Il business GNL si sviluppa tramite le attività di acquisto e commercializzazione a livello globale, puntando all'integrazione con il business upstream e alla valorizzazione della quota di GNL equity. Eni è presente inoltre nei mercati del gas e dell'elettricità a livello grossista e retail, servendo un totale di 9,4 milioni di clienti, confermando la crescita costante della customer base e l'impegno verso una sempre più ricca proposta di servizi extracommodity, di generazione distribuita e di supporto alla mobilità elettrica.

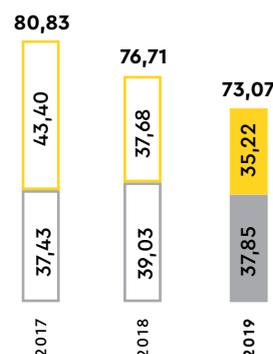
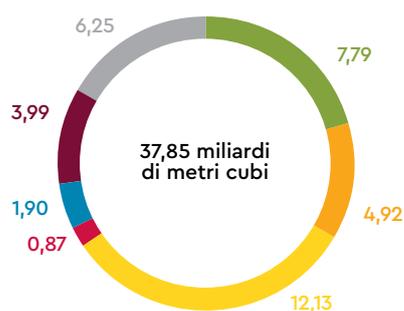
VENDITE GAS ITALIA

(miliardi di metri cubi)

VENDITE GAS MONDO

● PSV e borsa ● PMI e terziario ● Termoelettrici ● Industriali
● Residenziali ● Autoconsumi ● Grossisti

● Vendite in Italia
● Vendite internazionali

Per un totale di **9,4 milioni** di clienti retail in Italia e nel resto d'Europa.

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. Nel corso del 2019, nel mese di maggio, Eni ha firmato un accordo con la società di Stato Sonatrach per il rinnovo dei contratti di fornitura per l'importazione del gas algerino in Italia fino al 2027 (con due anni aggiuntivi opzionali).

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 infrastrut-

ture, 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 70,65 miliardi di metri cubi in riduzione di 3,50 miliardi di metri cubi, pari al 4,7%, rispetto al 2018.

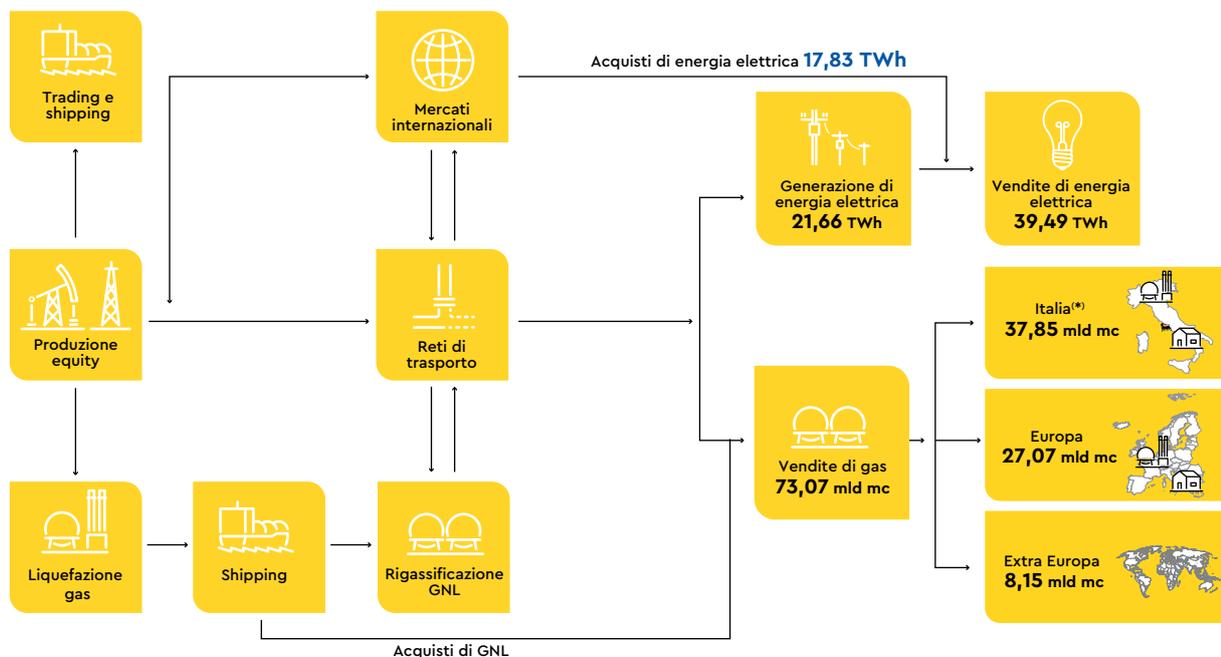
I volumi di gas approvvigionati all'estero (65,21 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 92% del totale, sono diminuiti rispetto al 2018 (-3,61 miliardi di metri cubi; -5,2%) principalmente per effetto dei minori volumi approvvigionati in Algeria (-5,36 miliardi di metri cubi), in Russia (-1,53 miliardi di metri cubi), in Indonesia (-1,48 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Francia (+2,90 miliardi di metri cubi), Libia (+1,31 miliardi di metri cubi) e Stati Uniti d'America (+1,20 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (5,44 miliardi di metri cubi) sono in aumento del 2,1% rispetto al periodo di confronto.

APPROVVIGIONAMENTO ENI DI GAS NATURALE



CICLO DEL VALORE DEL GAS & POWER

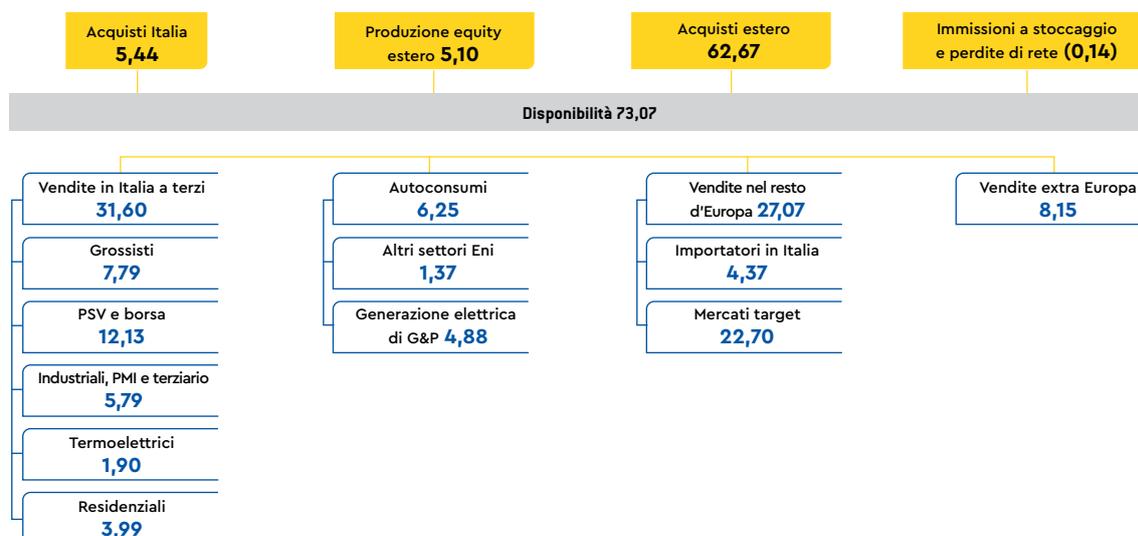
Eni è presente in tutte le fasi della catena del valore del gas: approvvigionamento, trading e marketing di gas naturale e GNL, nonché nelle attività di generazione e vendita di energia elettrica. Eni vanta la leadership nel mercato europeo del gas grazie ai vantaggi competitivi assicurati dalla disponibilità di gas con contratti di lungo termine, una presenza multi-Country, un'ampia base clienti, accesso alle infrastrutture, know-how e relazioni di lungo termine con i Paesi produttori. L'integrazione con le attività upstream consente inoltre al settore Gas & Power di Eni di cogliere le opportunità di crescita nel mercato gas e di valorizzare le riserve di gas equity.



(*) Includi gli autoconsumi.

DISPONIBILITÀ E VENDITA DI GAS NATURALE

(miliardi metri cubi)



Commercializzazione in Italia ed Europa

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 9,4 milioni di clienti retail in Italia ed in Europa. In particolare sul territorio nazionale i clienti sono 7,7 milioni.

In tale ambito sono stati sviluppati nel 2019 progetti di digital transformation volti allo sviluppo digitale di modalità di interazione con la customer base (attuale e potenziale) e all'arricchimento del patrimonio informativo in termini di nuove fonti dati (Big data &

Advanced Analytics) in ottica di prevenzione del churn, possibilità di offerte commerciali dedicate e gestione del rischio.

In un contesto di mercato caratterizzato da una domanda in leggera crescita nel 2019 (+2% e +3% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2018, rispettivamente trainati prevalentemente dal settore elettrico grazie anche alla competitività dei prezzi gas sia in Europa che in Italia) e con una crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) volte al consolidamento della redditività del business.

Vendite e quote di mercato per segmento di utilizzo

	2019		2018		Var. % 2019 vs. 2018
	Volumi venduti	Quota di mercato (%)	Volumi venduti	Quota di mercato (%)	
(miliardi di metri cubi)					
Italia a terzi	31,60	42,5	32,92	45,3	(4,0)
Grossisti	7,79		9,15		(14,9)
PSV e borsa	12,13		12,49		(2,9)
Industriali	4,92		4,79		2,7
PMI e terziario	0,87		0,79		10,1
Termoelettrici	1,90		1,50		26,7
Residenziali	3,99		4,20		(5,0)
Autoconsumi	6,25		6,11		2,3
TOTALE VENDITE IN ITALIA	37,85	50,9	39,03	53,7	(3,0)
Domanda Gas^(a)	74,32		72,67		2,3

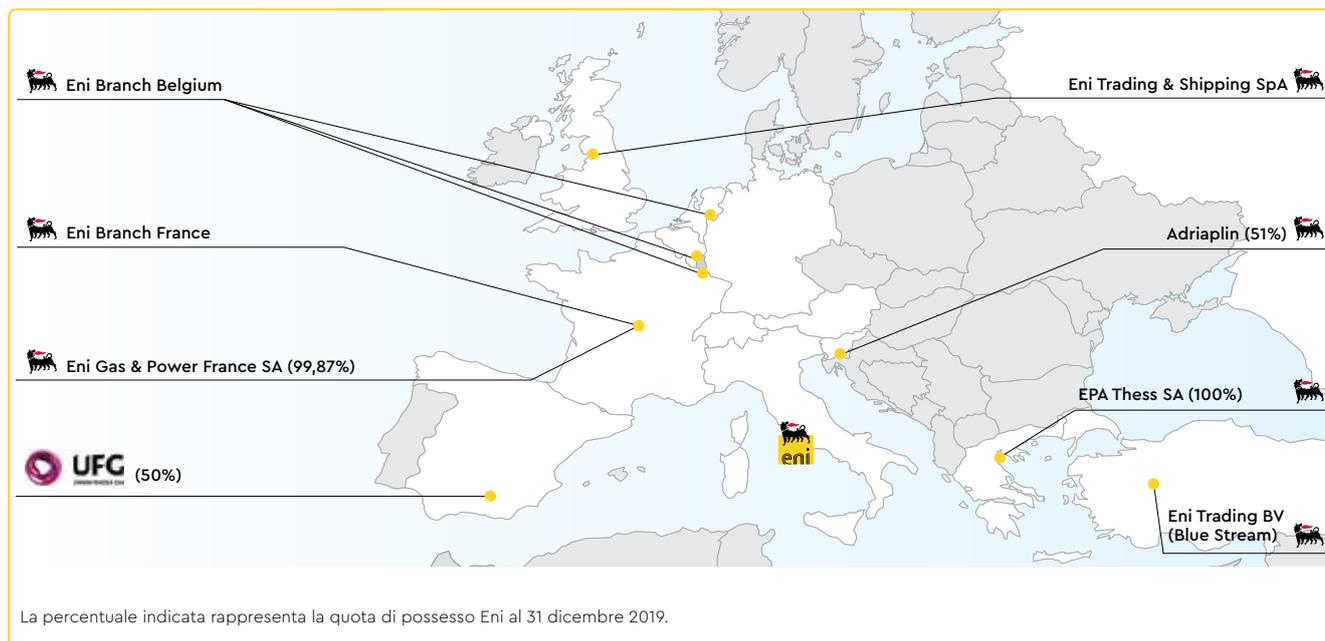
(a) Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico.

Vendite di gas per mercato

	2019	2018	2017	2016	2015
(miliardi di metri cubi)					
ITALIA	37,85	39,03	37,43	38,43	38,44
Grossisti	7,79	9,15	8,36	7,93	4,19
PSV e borsa	12,13	12,49	10,81	12,98	16,35
Industriali	4,92	4,79	4,42	4,54	4,66
PMI e terziario	0,87	0,79	0,93	1,72	1,58
Termoelettrici	1,90	1,50	2,22	0,77	0,88
Residenziali	3,99	4,20	4,51	4,39	4,90
Autoconsumi	6,25	6,11	6,18	6,10	5,88
VENDITE INTERNAZIONALI	35,22	37,68	43,40	47,88	49,28
Resto d'Europa	27,07	29,42	38,23	42,43	42,89
Importatori in Italia	4,37	3,42	3,89	4,37	4,61
Mercati europei:	22,70	26,00	34,34	38,06	38,28
<i>Penisola Iberica</i>	4,22	4,65	5,06	5,28	5,40
<i>Germania/Austria</i>	2,10	1,83	6,95	7,81	5,82
<i>Benelux</i>	3,77	5,29	5,06	7,03	7,94
<i>Ungheria</i>				0,93	1,58
<i>Regno Unito</i>	1,75	2,22	2,21	2,01	1,96
<i>Turchia</i>	5,56	6,53	8,03	6,55	7,76
<i>Francia</i>	4,48	4,95	6,38	7,42	7,11
<i>Altro</i>	0,82	0,53	0,65	1,03	0,71
Mercati extra europei	8,15	8,26	5,17	5,45	6,39
TOTALE VENDITE GAS MONDO	73,07	76,71	80,83	86,31	87,72

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

PRESENZA ENI IN EUROPA



Benelux

Eni è attiva in Benelux nei segmenti industriali, grossista e termoelettrico. Nel 2019 le vendite ammontano a 3,77 miliardi di metri cubi, in riduzione di 1,52 miliardi di metri cubi rispetto al 2018 (pari a -28,7%), principalmente per ottimizzazione del portafoglio e minori vendite al settore industriale e termoelettrico.

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 2019, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 4,48 miliardi di metri cubi con un decremento di 0,47 miliardi di metri cubi, pari al 9,5%, rispetto al 2018 principalmente per ottimizzazione del portafoglio e minori vendite al segmento industriale.

Germania/Austria

Eni è presente nel mercato tedesco del gas naturale e nel 2019 ha venduto 2,10 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con un incremento di 0,27 miliardi di metri cubi, pari al 14,8% rispetto all'anno precedente grazie alle attività di ottimizzazione.

Spagna

Eni è presente nel mercato spagnolo del gas naturale attraverso la joint venture Unión Fenosa Gas (UFG - Eni 50%), attiva nell'approv-

vigionamento e nella vendita di gas naturale ai clienti del settore industriale, grossisti e termoelettrico. Nel 2019 le vendite di gas di UFG in Europa sono state di 3,02 miliardi di metri cubi (1,51 miliardi in quota Eni). UFG partecipa con l'80% nell'impianto di liquefazione di Damietta sulla costa egiziana, nonché con il 7,36% ad un impianto di liquefazione in Oman. Nel 2019, le vendite in Spagna di Eni sono state di 4,22 miliardi di metri cubi, in calo di 0,43 miliardi di metri cubi (-9,2%) rispetto al 2018.

Turchia

Eni commercializza gas naturale di provenienza russa trasportato attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2019, le vendite sono state di 5,56 miliardi di metri cubi di gas, con un decremento di 0,97 miliardi di metri cubi, pari al 14,9% rispetto al 2018 per effetto dei minori ritiri effettuati da Botas.

Regno Unito

Eni commercializza nel Regno Unito gas naturale attraverso la consociata Eni Trading & Shipping SpA (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 e TTF). Nel 2019, le vendite Eni sono state di 1,75 miliardi di metri cubi con un decremento di 0,47 miliardi di metri cubi, pari al 21,2% rispetto al 2018.

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. Il business del GNL ha registrato una buona redditività sfruttando la crescente richiesta energetica in Asia.

Nell'ambito della strategia di espansione del business, Eni ha firmato, nel gennaio 2020, un accordo per la fornitura decennale di approvvigionamento per 1,5 milioni di tonnellate di GNL con la joint venture Nigeria LNG Limited. L'accordo permette ad Eni di aggiungere volumi al proprio portafoglio globale di GNL per un totale complessivo di 2,6 milioni di tonnellate e sostenere la crescita nei principali mercati di destinazione.

Le vendite di GNL (10,1 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) si riducono dell'1,9% rispetto al 2018 e hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, Nigeria, Indonesia e Oman e commercializzato in Europa, Cina, Pakistan e Giappone.

1.3 Generazione elettrica e generazione distribuita da fonti rinnovabili

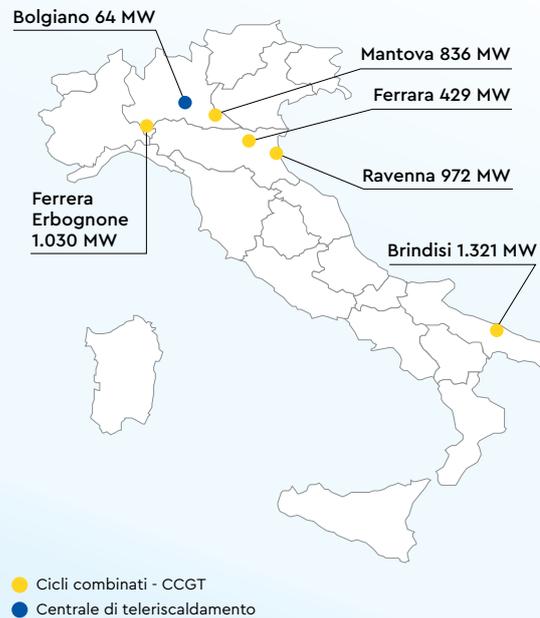
Eni produce energia elettrica presso i siti di Brindisi, Ferrera Erbo-gnone, Ravenna, Mantova, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2019, la potenza installata in esercizio è di 4,7 gigawatt, invariata rispetto al 31 dicembre 2018. Nel 2019, la produzione di energia elettrica è stata di 21,66 TWh, sostanzialmente in linea rispetto al 2018. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 17,83 TWh di energia elettrica (+15,4% rispetto al 2018) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Le vendite di energia elettrica (39,49 TWh) in aumento del 6,5% rispetto al 2018 sono state destinate ai clienti del mercato libero (72%), borsa elettrica (18%), siti industriali (9%) e altro (1%).

L'incremento di 2,40 TWh nel mercato libero, pari al 9,3%, è riconducibile alle maggiori vendite al segmento grossisti (+3,10 TWh), al middle market (+1,18 TWh) e ai clienti retail residenziali (+1,18 TWh), in parte bilanciate dalla riduzione dei volumi destinati ai clienti large (-3,23 TWh).

Nell'ambito del percorso verso la transizione energetica Eni ha acquisito attraverso la società controllata Eni gas e luce il 70% di Evolvere SpA, lea-

CENTRALI E STABILIMENTI ENIPOWER IN ITALIA



Capacità installata al 31 dicembre 2019: 4.652 MW.

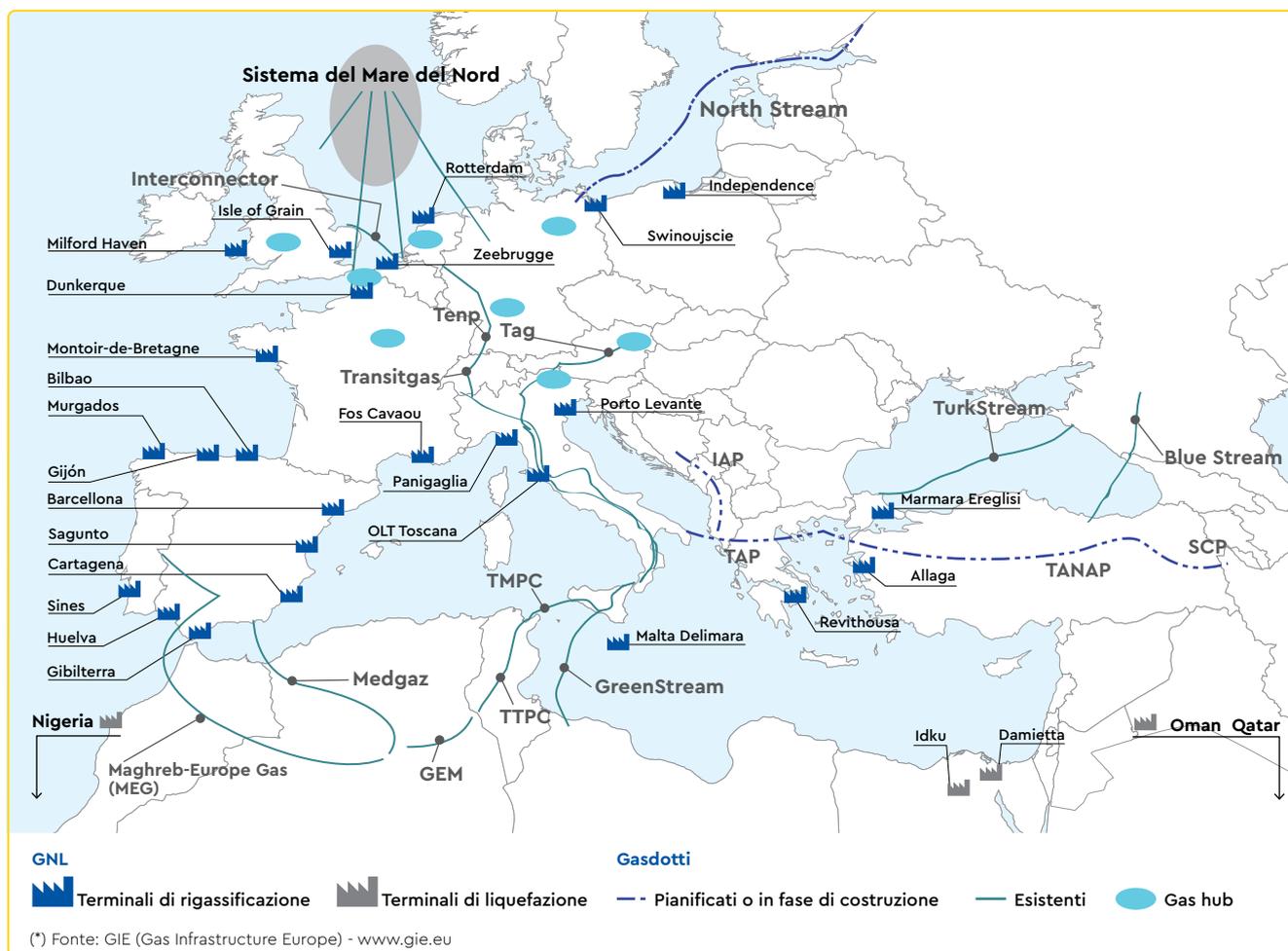
La tecnologia del ciclo combinato con alimentazione a gas naturale (CCGT) impiegata da Eni consente di ottenere elevati livelli di efficienza e un basso impatto ambientale.

Eni stima che, su una produzione di energia elettrica e vapore di 23,3 TWh equivalenti, l'adozione della tecnologia CCGT consente oggi di ridurre le emissioni di anidride carbonica di circa 5 milioni di tonnellate rispetto alle emissioni di centrali termoelettriche convenzionali.

der nella vendita, installazione e manutenzione di impianti fotovoltaici e di sistemi di accumulo per clienti residenziali e business. L'acquisizione è stata finalizzata nel gennaio 2020. Grazie a quest'operazione Eni sarà leader nel mercato della generazione distribuita da fonti rinnovabili in Italia. Attraverso la differenziazione dei servizi extracommodity da Eni gas e luce, Eni ha avviato il servizio E-start HUB che offre, in ambito residenziale e di business, soluzioni complete di ricarica per la mobilità elettrica, dallo sviluppo del progetto all'installazione, la manutenzione e i servizi digitali.

2. TRASPORTO INTERNAZIONALE

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



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 di 34,3 miliardi di metri cubi/anno. Dotato di cinque stazioni di compressione, attraversa il territorio tunisino dalla località di Oued Saf Saf, punto di consegna del gas alla frontiera algerina, fino alla località di Cap Bon, sul Canale di Sicilia, dove si connette con il gasdotto TMPC. A luglio 2019 è stato perfezionato da Eni, tramite la società controllata Trans Tunisian Pipeline Company (TTPC), il contratto per il trasporto del gas in Italia, che prevede il diritto esclusivo di esercizio del gasdotto su tutta la capacità di trasporto per i prossimi 10 anni e l'impegno a sostenere i necessari investimenti di ammodernamento dell'infrastruttura;
- il **gasdotto TMPC** per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 775 chilometri (cinque linee lunghe ciascuna 155 chilometri) e della capacità di trasporto di 33,5 miliardi di metri cubi/anno. Realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia da Cap Bon a Mazara del Vallo, punto di ingresso in Italia;
- il **gasdotto GreenStream** per l'importazione del gas libico prodotto dai giacimenti di Wafa e Bahr Essalam operati da Eni. Il gasdotto, composto da una linea di 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 di trasporto del gasdotto ammonta a circa 8 miliardi di metri cubi/anno;
- Eni partecipa con il 50% 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 su base long term dei relativi diritti di trasporto.

Approvvigionamento di gas naturale

	(miliardi di metri cubi)	2019	2018	2017	2016	2015
ITALIA		5,44	5,33	5,05	6,00	6,73
Russia		24,71	26,24	28,09	27,99	30,33
Algeria (incluso il GNL)		6,66	12,02	13,18	12,90	6,05
Libia		5,86	4,55	4,76	4,87	7,25
Paesi Bassi		4,12	3,95	5,20	9,60	11,73
Norvegia		6,43	6,75	7,48	8,18	8,40
Regno Unito		1,75	2,21	2,36	2,08	2,35
Indonesia (GNL)		1,58	3,06	0,74		
Qatar (GNL)		2,79	2,56	2,36	3,28	3,11
Altri acquisti di gas naturale		7,91	5,52	6,75	5,83	7,42
Altri acquisti di GNL		3,40	1,96	2,31	1,91	2,02
ESTERO		65,21	68,82	73,23	76,64	78,66
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		70,65	74,15	78,28	82,64	85,39
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		0,08	0,08	0,31	1,40	
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni		(0,22)	(0,18)	(0,45)	(0,21)	(0,34)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		70,51	74,05	78,14	83,83	85,05
Disponibilità per la vendita delle società collegate		2,56	2,66	2,69	2,48	2,67
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		73,07	76,71	80,83	86,31	87,72

Vendite di gas per entità

	(miliardi di metri cubi)	2019	2018	2017	2016	2015
Vendite delle società consolidate		70,39	73,70	77,52	83,34	84,94
Italia (inclusi autoconsumi)		37,85	39,03	37,43	38,43	38,44
Resto d'Europa		25,56	27,58	36,10	40,52	41,14
Extra Europa		6,98	7,09	3,99	4,39	5,36
Vendite delle società collegate (quota Eni)		2,68	3,01	3,31	2,97	2,78
Resto d'Europa		1,51	1,84	2,13	1,91	1,75
Extra Europa		1,17	1,17	1,18	1,06	1,03
TOTALE VENDITE GAS MONDO		73,07	76,71	80,83	86,31	87,72

Vendite di GNL

	(miliardi di metri cubi)	2019	2018	2017	2016	2015
Europa		5,5	4,7	5,2	5,2	4,8
Extra Europa		4,6	5,6	3,1	2,9	4,2
TOTALE VENDITE		10,1	10,3	8,3	8,1	9,0

Vendite di energia elettrica

	(terawattora)	2019	2018	2017	2016	2015
Mercato libero		28,31	25,91	26,53	27,49	25,90
Borsa elettrica		7,27	7,17	5,21	5,64	5,09
Siti		3,38	3,49	3,01	3,11	3,23
Altro ^(a)		0,53	0,50	0,58	0,81	0,66
Vendite di energia elettrica		39,49	37,07	35,33	37,05	34,88
Produzione di energia elettrica		21,66	21,62	22,42	21,78	20,69
Acquisti di energia elettrica^(a)		17,83	15,45	12,91	15,27	14,19

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

Centrali elettriche

	Capacità installata ^(a) al 31/12/2019 (MW)	Entrata in esercizio	Tecnologia	Alimentazione
Brindisi	1.321	2006	CCGT	Gas
Ferrera Erbognone	1.030	2004	CCGT	Gas/syngas
Mantova	836	2005	CCGT	Gas
Ravenna	972	2004	CCGT	Gas
Ferrara ^(b)	429	2008	CCGT	Gas
Bolghiano	64	2012	Centrale elettrica	Gas
Impianti fotovoltaici ^(c)	0,2	2011-2014	Fotovoltaico	Fotovoltaico
	4.652			

(a) Capacità installata e in esercizio.

(b) Capacità in quota Eni.

(c) Impianti gestiti dalla direzione Energy Solutions.

Generazione elettrica

		2019	2018	2017	2016	2015
Acquisti						
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.410	4.300	4.359	4.334	4.270
Altri combustibili	(migliaia di tep)	276	356	392	360	313
Produzioni						
Energia elettrica	(terawattora)	21,66	21,62	22,42	21,78	20,69
Vapore	(migliaia di tonnellate)	7.646	7.919	7.551	7.974	9.318
Capacità installata (in esercizio)	(GW)	4,7	4,7	4,7	4,7	4,9

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)	2019	2018	2017	2016	2015
Italia		136	139	99	73	100
Estero		94	76	43	47	54
		230	215	142	120	154
Mercato		218	207	138	110	138
Mercato		176	161	102	69	69
Italia		94	93	63	32	31
Estero		82	68	39	37	38
Generazione elettrica		42	46	36	41	69
Trasporto internazionale		12	8	4	10	16
TOTALE INVESTIMENTI TECNICI		230	215	142	120	154



Refining & Marketing e Chimica

PRINCIPALI INDICATORI DI PERFORMANCE

		2019	2018	2017	2016	2015
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,27	0,56	0,62	0,38	1,07
<i>di cui: dipendenti</i>		0,24	0,49	0,56	0,44	0,97
<i>contrattisti</i>		0,29	0,62	0,69	0,32	1,17
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	23.334	25.216	22.107	18.733	22.639
Utile (perdita) operativo		(854)	(380)	981	723	(1.567)
Utile (perdita) operativo adjusted		(48)	380	991	583	695
<i>Refining & Marketing</i>		220	390	531	278	387
<i>Chimica</i>		(268)	(10)	460	305	308
Utile (perdita) netto adjusted		(75)	238	663	419	512
Investimenti tecnici		933	877	729	664	628
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	(milioni di tonnellate)	22,74	23,23	24,02	24,52	26,41
Grado di conversione del sistema ^(b)	(%)	56	54	54	50	49
Capacità di raffinazione bilanciata (quota Eni)	(migliaia di barili/giorno)	732	548	548	548	548
Tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione ^(b)	(%)	88	91	90	90	95
Lavorazioni bio	(migliaia di tonnellate)	311	253	242	212	204
Capacità di bioraffinazione ^(c)	(migliaia di tonnellate/anno)	660	360	360		
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	8,25	8,39	8,54	8,59	8,89
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.411	5.448	5.544	5.622	5.846
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	1.766	1.776	1.783	1.742	1.754
Grado di efficienza della rete	(%)	1,23	1,20	1,20	1,10	1,14
Produzione di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	8.068	9.483	8.955	8.809	8.670
Vendite di prodotti petrolchimici		4.285	4.938	4.646	4.745	4.813
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	67	76	73	72	73
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.291	11.136	10.916	10.858	10.995
<i>di cui: all'estero</i>		2.390	2.396	2.336	2.281	2.360
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	7,97	8,19	7,82	8,50	8,19
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	4,16	4,80	5,18	4,35	6,17
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalle raffinerie	(tonnellate di CO ₂ eq/migliaia di tonnellate)	248	253	258	278	253

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) A seguito dell'acquisizione di ADNOC Refining effettiva dal 1° agosto 2019, il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione è stato calcolato solo per le raffinerie possedute o partecipate per l'intero anno. Il grado di conversione del sistema include ADNOC Refining.

(c) Include il pro-quota della capacità di lavorazione installata della bioraffineria di Gela (720.000 tonnellate/anno) avviata ad agosto 2019.

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.

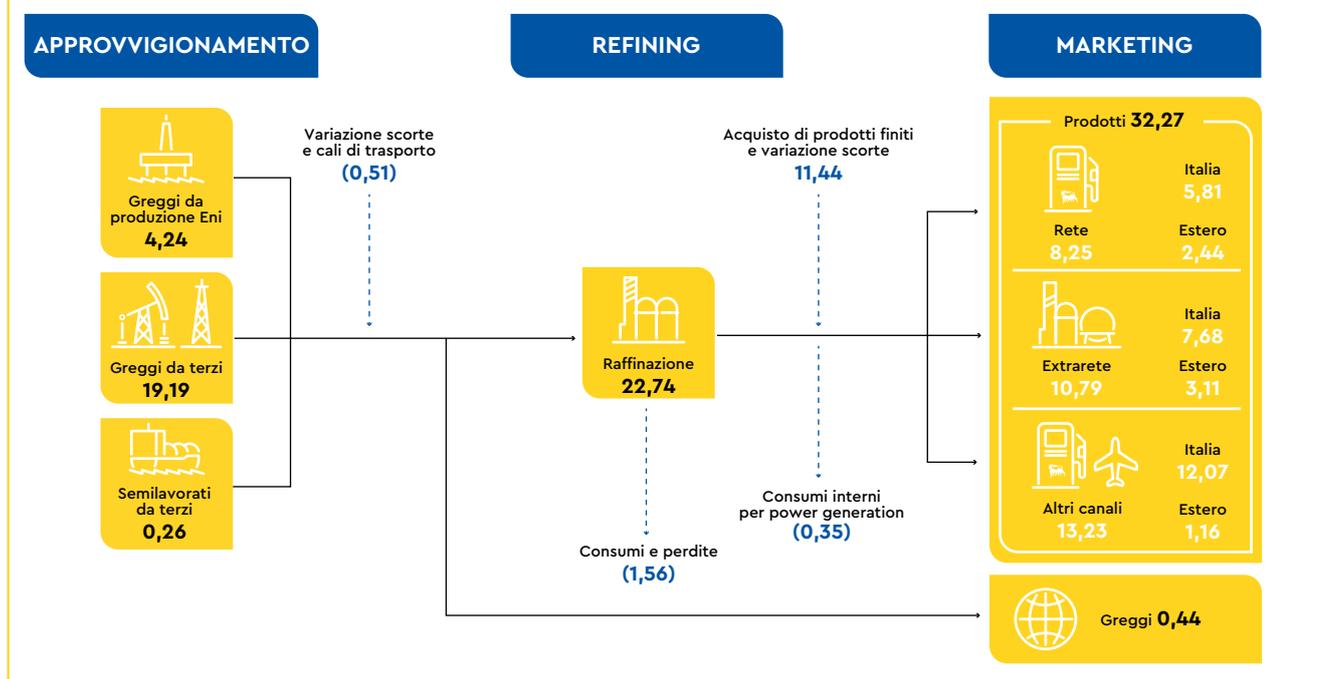
Il business Refining & Marketing è focalizzato nella lavorazione di greggi, produzione e stoccaggio di prodotti petroliferi in Italia, Germania e Medio Oriente (attraverso il 20% interest in ADNOC Refining) e produzione di biocarburanti in Italia; nella distribuzione e commercializzazione di prodotti 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 da Versalis, società interamente 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 2019.



Raffinazione

Eni è attiva nel settore della raffinazione in Italia e in Germania. Dal 2019 ha esteso la propria presenza internazionale in Medio Oriente con il perfezionamento dell'acquisizione del 20% di ADNOC Refining in Abu Dhabi, per un corrispettivo di \$3,24 miliardi, che include il 20% di una Trading Joint Venture da avviare per la commercializzazione dei prodotti petroliferi. L'operazione consente di incrementare del 35% la capacità di raffinazione di R&M ed è in linea con la strategia Eni di diversificazione geografica del portafoglio e bilanciamento lungo la catena del valore.

Nel 2019, la capacità bilanciata del sistema di raffinazione Eni è stata di circa 36,6 milioni di tonnellate (732 mila barili/giorno) con un indice di conversione del 56%.

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 2019 sono state di 22,74 milioni di tonnellate, in lieve flessione [-0,49 milioni di tonnellate; -2,1%] rispetto al 2018.

Sistema di raffinazione 2019

	Quota di partecipazione (%)	Capacità di raffinazione bilanciata (quota Eni) (mgl bl/g)	Tasso di utilizzo della capacità bilanciata (quota Eni) ^(a) (%)	Conversione equivalente ^(b) (%)	Cracking catalitico a letto fluido (FCC) ^(c) (mgl bl/g)	Residue Conversion ^(c) (mgl bl/g)	Hydrocracking (HDC) ^(c) (mgl bl/g)	Visbreaking/Thermal Cracking ^(c) (mgl bl/g)
Raffinerie di proprietà		388	89	55	34	40	71	29
Italia								
Sannazzaro	100	200	85	74	34	14	51	29
Taranto	100	104	89	56		26	20	
Livorno	100	84	98	11				
Raffinerie partecipate		344	84	57	143	182	239	27
Italia								
Milazzo	50	100	94	60	45	25	32	
Germania								
Vohburg/Neustadt (Bayernoil)	20	41	60	36	49		43	
Schwedt	8,33	19	87	42	49			27
Emirati Arabi Uniti (EAU)								
ADNOC Refining	20	184		63		157	164	
TOTALE		732	88	56	177	222	310	56

(a) A seguito dell'acquisizione di ADNOC Refining effettiva dal 1 agosto 2019, il tasso di utilizzo degli impianti di raffinazione è stato calcolato solo per le raffinerie possedute o partecipate per l'intero anno. Il grado di conversione del sistema include 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 tre raffinerie di proprietà (Sannazzaro, Taranto e Livorno) 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 74%. 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 tre unità di desolforazione.

La conversione si attua attraverso l'unità di cracking catalitico a letto fluido (FCC), due unità di conversione distillati medi hydrocracking (HDC) 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%. Nel 2019 sono state avviate iniziative di digital transformation relative alla diffusione di nuove tecnologie e dispositivi di ultima generazione a supporto della sicurezza degli operatori della raffineria.

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 di hydrocracking, un platforming nonché di due unità di desolforazione.

Livorno ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 84 mila barili/giorno, un indice di conversione dell'11% e produce lubrificanti e specialties. La raffineria è connessa tramite un oleodotto al deposito di Calenzano (Firenze) ed è dotata di un'unità di topping-vacuum, un platforming, due unità di desolforazione, un'unità di dearomatizzazione (DEA) per la produzione di carburanti, un impianto di de-asphalting a propano (PDA), un'unità per l'estrazione degli aromatici e de-waxing utilizzate per la produzione di basi lubrificanti nonché di un impianto di blending e filling per la produzione di lubrificanti finiti.

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

Esteri

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

Negli Emirati Arabi Uniti (EAU), Eni e ADNOC hanno sottoscritto uno Share Purchase Agreement che ha consentito ad Eni di acquisire da ADNOC un interest del 20% in ADNOC Refining. ADNOC Refining opera attraverso due raffinerie situate in Ruwais (Ruwais East e Ruwais West) ed un'altra in Abu Dhabi (Abu Dhabi Refinery), con una capacità di raffinazione complessiva in quota Eni di 184 mila barili/giorno.

Bioraffinazione

Eni, in Italia, ha riconvertito i siti di Venezia e Gela in moderne bioraffinerie, con una capacità installata a regime di 1,3 milioni di tonnellate/anno, in grado di produrre diesel a minore contenuto carbonico attraverso la

tecnologia proprietaria Ecofining™. In particolare Gela, avviata ad agosto 2019, è progettata per trattare cariche advanced e unconventional, queste ultime derivanti da scarti della produzione alimentare.

Bioraffinerie

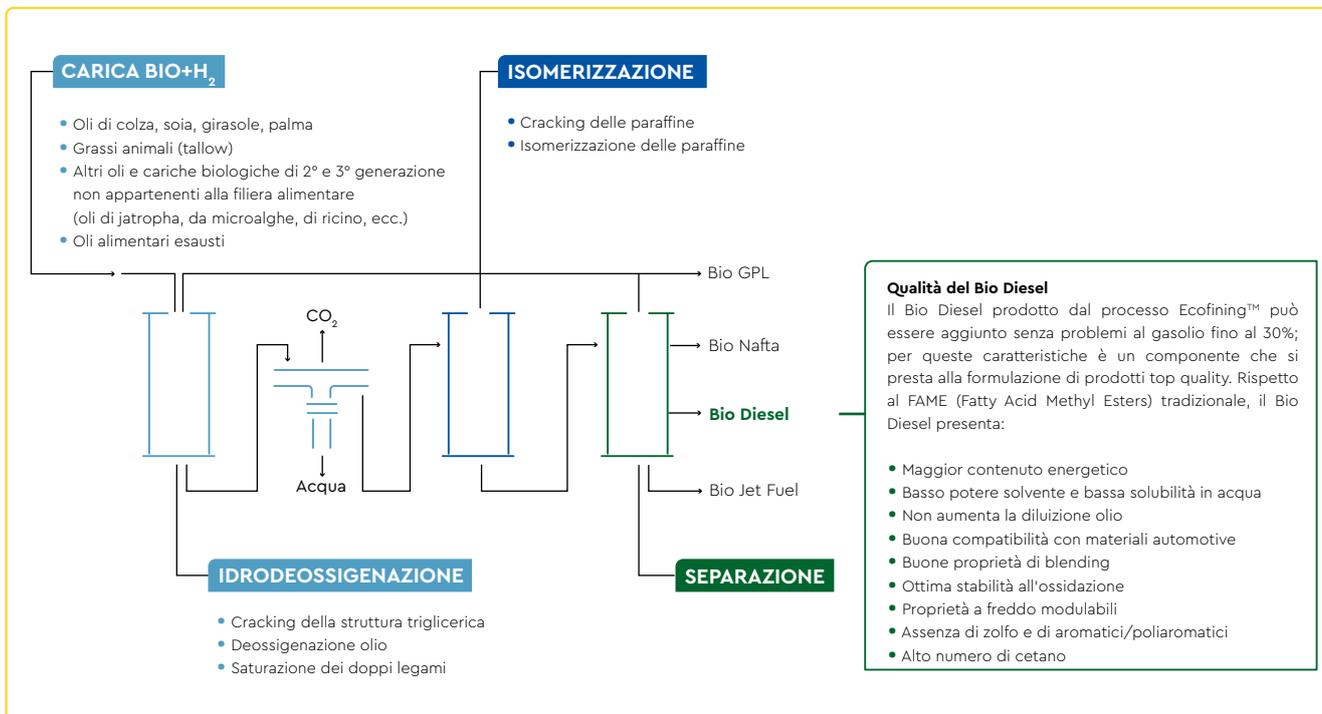
	Quota di partecipazione	Capacità (2019) ^(a)	Capacità (a regime)	Lavorazioni (2019)
	(%)	(mgl t/a)	(mgl t/a)	(mgl t/a)
Interamente possedute				
Venezia	100	360	560	217
Gela	100	300	750	94
Totale		660	1.310	311

(a) Include il pro-quota della capacità di lavorazione installata della bioraffineria di Gela (720.000 tonnellate/anno) avviata ad agosto 2019.

Venezia (Porto Marghera): nel giugno 2014 è stata avviata la bioraffineria di Porto Marghera, dalla capacità di circa 360 mila tonnellate/anno di bio diesel prodotto da oli vegetali raffinati con tecnologia Eni (Ecofining™). Un'ulteriore fase di sviluppo è in corso. 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. Nel 2019 sono state avviate iniziative di digital transformation relative alla diffusione di nuove tecnologie e dispositivi di ultima generazione a supporto della sicurezza degli operatori della bioraffineria.

Gela: nell'agosto 2019 Eni ha avviato la bioraffineria di Gela con una capacità installata di 720 mila tonnellate/anno dotata 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. La riconversione della raffineria di Gela in bioraffineria è parte del piano di rilancio del sito di Gela concordato con il Ministero dello Sviluppo Economico, la Regione Sicilia e le parti sociali nel novembre 2014.

CICLO PRODUTTIVO DEI BIOCARBURANTI

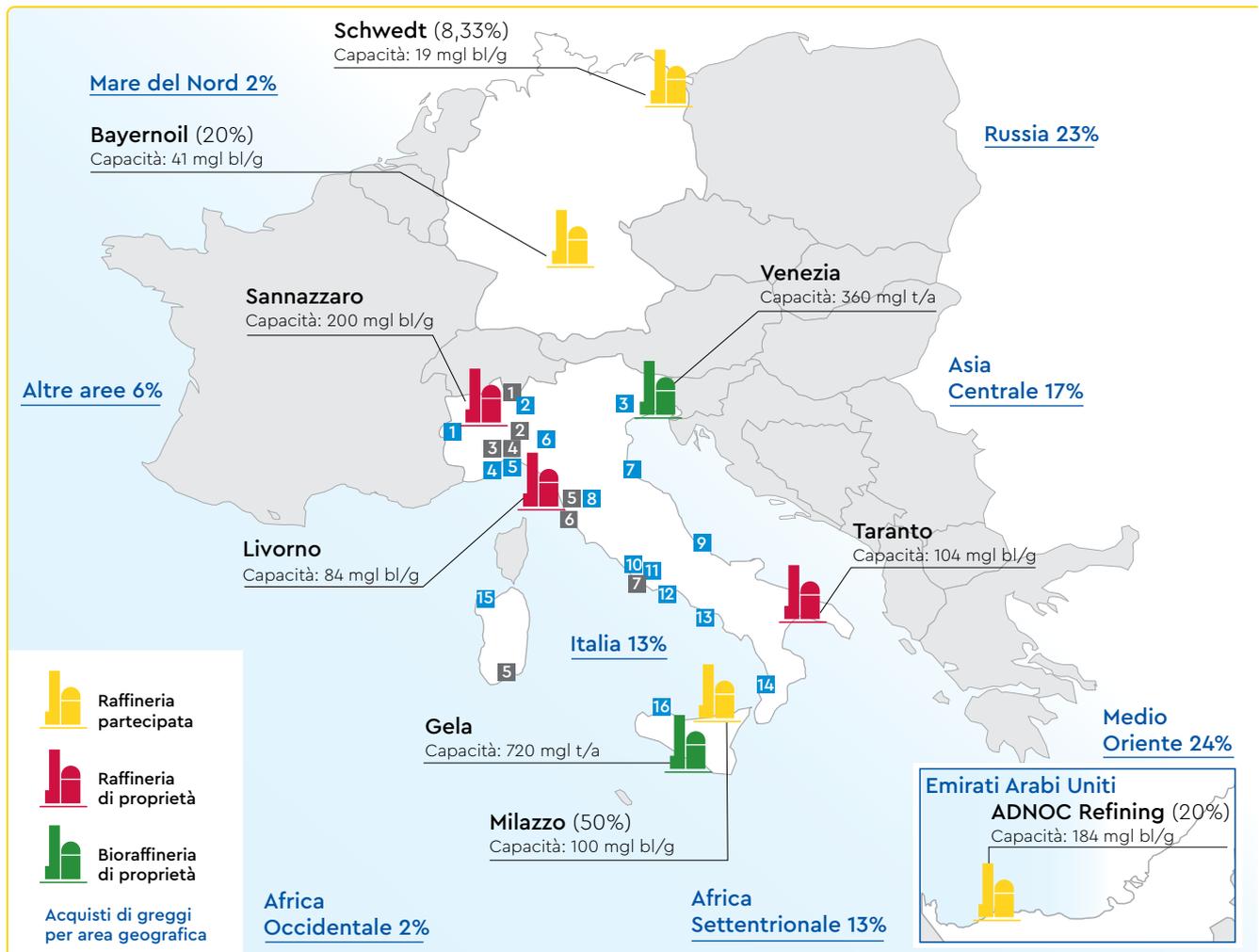


Sviluppo dell'economia circolare nei biocarburanti

Nel corso dell'anno Eni ha sottoscritto diversi accordi per lo sviluppo congiunto di nuove soluzioni per lo sviluppo dell'economia circolare: con il Consorzio Nazionale per la Raccolta, il Riciclo e il Recupero degli Imballaggi in Plastica (COREPLA) per la produzione di idrogeno da rifiuti di imballaggi in plastica non riciclabili (plasmix); con il Consorzio Italiano Biogas per la trasformazione di biogas e biometano in prodotti raffinati idonei all'autotrazione; con Nextchem (gruppo Maire Tecnimont) per la realizzazione di una tecnologia di conver-

sione di rifiuti solidi urbani e plastiche non riciclabili in idrogeno e prodotti chimici; con Coldiretti per la produzione di biocarburanti da biomasse agricole e la ricerca di colture non in competizione con la catena alimentare, da utilizzare come carica alternativa per le bioraffinerie; con le regioni, in particolare con la Regione Lombardia, che ha aderito al Protocollo di sviluppo sostenibile. Gli accordi confermano l'impegno di Eni nella ricerca di soluzioni innovative per favorire la transizione energetica in corso.

IL SISTEMA DI RAFFINAZIONE E LOGISTICA(*)



Logistica di proprietà

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

Logistica in joint venture

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

(*) Il dato relativo alla capacità si riferisce alla capacità bilanciata in quota Eni nel 2019.

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 e uno per tramite di Petroven, società controllata al 100% da Eni a partire da dicembre 2019, distribuiti su tutto il territorio nazionale. La logistica Eni è organizzata in quattro hub (depositi settentrionali, depositi centrali, depositi meridionali e oleodotti) con i quali 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 di Genova e Costiero Gas Livorno) attraverso le quali gestisce altri depositi 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 1.154 chilometri in esercizio. Nel 2019 sono state avviate iniziative di digital transformation per il monitoraggio avanzato della rete di oleodotti attraverso il sistema eVPMS-TPI (Third Parties Interference). 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.

Ossigenati

Eni, attraverso la controllata Ecofuel (100% Eni), ha venduto 0,9 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 70% 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 30% da acquisti.

Rete Italia

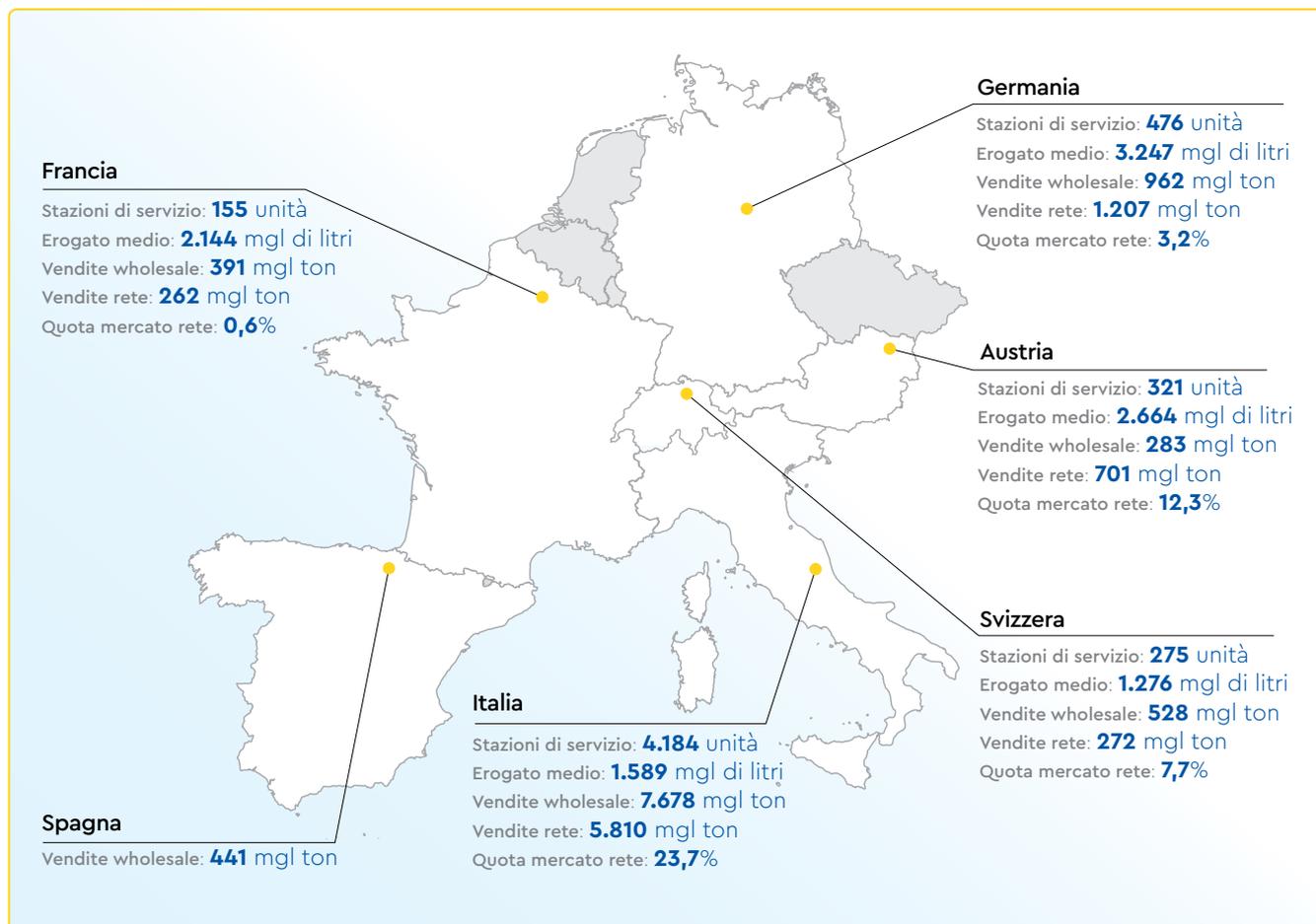
In Italia, Eni è leader nella distribuzione rete di prodotti petroliferi con una quota di mercato del 23,7%, in lieve diminuzione rispetto al 2018 (24%). Nel 2019, le vendite sulla rete in Italia (5,81 milioni di tonnellate) sono in diminuzione rispetto al 2018 (100 mila tonnellate, -1,7%). In significativo aumento i volumi commercializzati nel segmento premium. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.586 mila litri) è sostanzialmente in linea rispetto al 2018. Al 31 dicembre 2019 la rete

di distribuzione in Italia è costituita da 4.184 stazioni di servizio con una riduzione di 39 unità rispetto al 31 dicembre 2018 (4.223 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (34 unità), della chiusura di impianti a basso erogato (6 unità) solo in parte compensati dall'incremento netto di 1 concessione autostradale.

Rete resto d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,44 milioni di tonnellate hanno registrato una lieve riduzione dell'1,6% rispetto al periodo di confronto, essenzialmente in Germania per l'indisponibilità di produzione presso la raffineria di Bayernoil e in Francia. Al 31 dicembre 2019 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.227 stazioni di servizio, con un numero di distributori in aumento di 2 unità rispetto al 31 dicembre 2018 principalmente in Germania. L'erogato medio (2.356 mila litri) è diminuito di 35 mila litri rispetto al 2018 (2.391 mila litri).

BUSINESS RETE ED EXTRARETE EUROPA - POSIZIONAMENTO DI ENI NEL 2019



Commercializzazione extrarete

Nel mercato extrarete, Eni commercializza carburanti e combustibili: GPL, nafta, benzina, gasolio, jet fuel, lubrificanti, oli combustibili e bitumi. I principali 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 7,68 milioni di tonnellate, aumentano dell'1,9% rispetto al 2018, prevalentemente grazie alle maggiori vendite di gasolio, bitumi e benzine, parzialmente compensate dai minori volumi commercializzati di jet fuel e bunkers.

Le vendite al settore petrolchimica (0,83 milioni di tonnellate) sono in diminuzione del 13,5%.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 2,63 milioni di tonnellate, sono diminuite del 6,7% rispetto al 2018 per effetto dei minori volumi venduti in Germania per minore disponibilità di prodotto da Bayernoil e Francia, parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Svizzera, Spagna e Austria.

Le altre vendite in Italia e all'estero (12,40 milioni di tonnellate) sono in leggera riduzione (-0,34 milioni di tonnellate, -2,7%) 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 Eni, dalla disponibilità di stabilimenti di imbottigliamento presso le raffinerie di Taranto e Gela, da un deposito secondario di proprietà (Volpiano), dall'importazione di prodotto sui depositi costieri di Ravenna e Napoli, nonché l'attività di imbottigliamento e importazione su Sarroch e Livorno tramite la JV Costiero Gas Livorno. Il GPL è utilizzato come combustibile per impianti di riscaldamento nonché nell'autotra-

zione. Nel 2019 la quota di mercato Eni sul mercato domestico è stata pari al 16,95%. All'estero, il mercato più rilevante per Eni è l'Ecuador, con una quota di mercato pari al 37,3%. 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 2019 la quota di mercato detenuta da Eni nel segmento lubrificanti è stata pari al 19,85% in Italia, al 3% in Europa e all'1% su base mondiale. Eni distribuisce i propri prodotti in più di 80 Paesi attraverso consociate, contratti di licensing e distributori.

Smart mobility

Eni dal 2013 è presente in diverse città italiane con il servizio di vehicle sharing Enjoy. Il servizio, che a fine 2019 conta circa 950 mila iscritti, 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 on-line 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 (Enjoy Cargo), sempre in modalità free-floating all'interno dell'area di copertura, per il trasporto di merci.

La flotta Enjoy a dicembre 2019 è costituita da circa 2.500 autovetture distribuite sulle principali città italiane (Milano 1.030, Roma 900, Torino 320, Firenze 100, Bologna 150), cui si aggiungono circa 100 Cargo. Il numero medio giornaliero di noleggi nell'anno è stato di 11.380.

Nel 2019 sono state avviate iniziative di digital transformation con l'obiettivo di implementare sistemi informativi che consentano una migliore fruizione del servizio e una evoluzione verso un modello di business sempre più vicino alle esigenze del cliente.

Acquisti

	(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	2016	2015
Greggi equity		4,24	4,14	3,51	3,43	5,04
Altri greggi		19,19	18,48	20,77	19,92	19,76
Totale acquisti di greggi		23,43	22,62	24,28	23,35	24,80
Acquisti di semilavorati		0,26	0,65	0,96	1,35	1,66
Acquisti di prodotti		11,45	11,55	10,92	11,20	10,68
TOTALE ACQUISTI		35,14	34,82	36,16	35,90	37,14
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,35)	(0,35)	(0,34)	(0,37)	(0,41)
Altre variazioni ^(a)		(2,08)	(1,27)	(1,76)	(1,92)	(1,22)
TOTALE DISPONIBILITÀ		32,71	33,20	34,06	33,61	35,51

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

Disponibilità di prodotti petroliferi

	(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	2016	2015
ITALIA						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		17,26	16,78	16,03	17,37	18,37
Lavorazioni in conto terzi		(1,25)	(1,03)	(0,34)	(0,27)	(0,38)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		4,69	4,93	5,46	4,51	4,73
Lavorazioni in conto proprio		20,70	20,68	21,15	21,61	22,72
Consumi e perdite		(1,38)	(1,38)	(1,36)	(1,53)	(1,52)
Prodotti disponibili da lavorazioni		19,32	19,30	19,79	20,08	21,20
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		7,27	7,50	6,74	6,28	6,22
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(0,68)	(0,54)	(0,46)	(0,39)	(0,48)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,35)	(0,35)	(0,34)	(0,37)	(0,41)
Prodotti venduti		25,56	25,91	25,73	25,60	26,53
TOTALE LAVORAZIONI BIO		0,31	0,25	0,24	0,21	0,20
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio		2,04	2,55	2,87	2,91	3,69
Consumi e perdite		(0,18)	(0,20)	(0,22)	(0,22)	(0,23)
Prodotti disponibili da lavorazioni		1,86	2,35	2,65	2,69	3,46
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		4,17	4,12	4,36	4,72	4,77
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,68	0,54	0,46	0,40	0,48
Prodotti venduti		6,71	7,01	7,47	7,81	8,71
LAVORAZIONI IN CONTO PROPRIO IN ITALIA E ALL'ESTERO		22,74	23,23	24,02	24,52	26,41
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>		4,24	4,14	3,51	3,43	5,04
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO		32,27	32,92	33,20	33,41	35,24
Vendite di greggi		0,44	0,28	0,86	0,20	0,27
TOTALE VENDITE		32,71	33,20	34,06	33,61	35,51

Produzioni e vendite per prodotto

	(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	2016	2015
Produzioni:						
Benzina		5,80	5,97	5,88	6,13	6,36
Gasolio		8,81	8,81	8,99	9,93	10,66
Jet fuel/Cherosene		1,53	1,60	1,43	1,49	1,51
Olio combustibile		2,07	2,25	2,60	2,43	2,46
GPL		0,40	0,42	0,56	0,39	0,44
Lubrificanti		0,49	0,59	0,46	0,44	0,54
Cariche petrolchimiche		0,76	0,72	0,97	1,46	1,86
Altri prodotti		1,32	1,28	1,56	0,49	0,84
Totale produzioni		21,18	21,64	22,44	22,77	24,67
Vendite:						
Italia						
Benzina		1,91	1,90	1,95	2,02	1,97
Gasolio		7,36	7,28	7,43	7,69	7,64
Jet fuel/Cherosene		1,92	1,98	1,96	1,82	1,60
Olio combustibile		0,06	0,07	0,08	0,13	0,12
GPL		0,56	0,58	0,59	0,58	0,58
Lubrificanti		0,08	0,08	0,08	0,08	0,08
Cariche petrolchimiche		0,83	0,96	0,86	1,02	1,17
Altri prodotti		12,84	13,06	12,78	12,26	13,37
Resto d'Europa						
Benzina		1,31	1,30	1,21	1,27	1,51
Gasolio		3,02	3,16	3,29	3,44	3,98
Jet fuel/Cherosene		0,29	0,33	0,50	0,62	0,65
Olio combustibile		0,09	0,13	0,13	0,13	0,17
GPL		0,06	0,07	0,08	0,07	0,10
Lubrificanti		0,08	0,09	0,09	0,08	0,09
Altri prodotti		1,41	1,48	1,73	1,77	1,79
Extra Europa						
GPL		0,45	0,45	0,44	0,43	0,42
Lubrificanti		0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Mondo						
Benzina		3,22	3,20	3,16	3,29	3,48
Gasolio		10,38	10,44	10,72	11,13	11,62
Jet fuel/Cherosene		2,21	2,31	2,46	2,44	2,25
Olio combustibile		0,15	0,20	0,21	0,26	0,29
GPL		1,06	1,09	1,10	1,07	1,09
Lubrificanti		0,17	0,18	0,18	0,17	0,18
Cariche petrolchimiche		0,83	0,96	0,86	1,02	1,17
Altri prodotti		14,25	14,54	14,51	14,03	15,16
TOTALE VENDITE MONDO		32,27	32,92	33,20	33,41	35,24

Vendite di prodotti petroliferi per canale

	(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	2016	2015
Rete		5,81	5,91	6,01	5,93	5,96
Extrarrete		7,68	7,54	7,64	8,16	7,84
		13,49	13,45	13,65	14,09	13,80
Petrolchimica		0,83	0,96	0,86	1,02	1,17
Altre vendite		11,24	11,50	11,22	10,49	11,56
Vendite in Italia		25,56	25,91	25,73	25,60	26,53
Rete resto d'Europa		2,44	2,48	2,53	2,66	2,93
Extrarrete resto d'Europa		2,63	2,82	3,03	3,18	3,83
Extrarrete mercati extra europei		0,48	0,47	0,45	0,43	0,43
Rete ed extrarrete estero		5,55	5,77	6,01	6,27	7,19
Altre vendite		1,16	1,24	1,46	1,54	1,52
Vendite all'estero		6,71	7,01	7,47	7,81	8,71
TOTALE VENDITE		32,27	32,92	33,20	33,41	35,24

Vendite per prodotto/canale

	(milioni di tonnellate)	2019	2018	2017	2016	2015
Italia		13,49	13,45	13,65	14,09	13,80
Vendite rete		5,81	5,91	6,01	5,93	5,96
Benzina		1,44	1,46	1,51	1,53	1,60
Gasolio		3,95	4,03	4,08	3,99	3,96
GPL		0,38	0,38	0,38	0,36	0,36
Altri prodotti		0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Vendite extrarrete		7,68	7,54	7,64	8,16	7,84
Gasolio		3,41	3,25	3,36	3,70	3,69
Oli combustibili		0,06	0,07	0,08	0,14	0,12
GPL		0,18	0,20	0,21	0,22	0,22
Benzina		0,47	0,44	0,44	0,49	0,38
Lubrificanti		0,08	0,08	0,08	0,08	0,07
Bunker		0,77	0,80	0,85	1,01	1,07
Jet fuel		1,92	1,98	1,96	1,82	1,60
Altri prodotti		0,79	0,72	0,66	0,70	0,69
Estero (rete + extrarrete)		5,55	5,77	6,01	6,27	7,19
Benzina		1,31	1,30	1,21	1,27	1,51
Gasolio		3,02	3,16	3,29	3,44	3,98
Jet fuel		0,29	0,33	0,50	0,62	0,65
Oli combustibili		0,09	0,14	0,13	0,13	0,17
Lubrificanti		0,09	0,09	0,10	0,10	0,10
GPL		0,50	0,50	0,51	0,49	0,51
Altri prodotti		0,25	0,25	0,27	0,22	0,27
TOTALE VENDITE RETE ED EXTRARETE		19,04	19,22	19,66	20,36	20,99

Stazioni di servizio

		2019	2018	2017	2016	2015
Italia	(numero)	4.184	4.223	4.310	4.396	4.420
Impianti ordinari		4.068	4.108	4.192	4.273	4.297
Impianti autostradali		116	115	118	123	123
Estero		1.227	1.225	1.234	1.226	1.426
Germania		476	471	478	472	472
Francia		155	155	157	156	154
Austria/Svizzera		596	599	599	598	604
Europa orientale						196
Impianti che commercializzano prodotti premium		4.669	4.675	4.488	4.405	4.466
di cui: impianti che commercializzano Bio Diesel		3.683	3.537	3.477	3.484	
Impianti "Multi-Energy"		4	4	4	4	6
Impianti che commercializzano GPL e metano		1.086	1.043	1.050	1.073	1.176
Vendite non-oil	(€ milioni)	156	144	144	146	143

Erogato medio

	(migliaia di litri/numero stazioni di servizio)	2019	2018	2017	2016	2015
Italia		1.586	1.589	1.588	1.551	1.569
Germania		3.186	3.247	3.336	3.325	3.351
Francia		2.043	2.144	2.302	2.360	2.244
Austria/Svizzera		2.033	2.018	2.009	1.939	1.923
Europa orientale						1.802
Erogato medio complessivo		1.766	1.776	1.783	1.742	1.754

Quote di mercato in Italia

	(%)	2019	2018	2017	2016	2015
Rete		23,7	24,0	24,3	24,3	24,5
Benzina		19,9	20,2	20,6	20,7	21,1
Gasolio		25,5	25,7	26,2	26,4	26,5
GPL (per autotrazione)		22,9	23,6	22,8	21,6	22,2
Extrarete		24,9	24,8	25,7	28,4	27,5
Gasolio		23,5	22,3	23,3	27,2	27,1
Oli combustibili		11,2	12,8	14,0	21,5	11,1
Bunker		24,4	24,9	27,2	33,8	40,8
Lubrificanti		20,0	18,8	19,3	20,4	19,4

Quote di mercato rete all'estero

	(%)	2019	2018	2017	2016	2015
Centro Europa						
Austria		12,3	12,3	12,4	12,4	12,6
Svizzera		7,7	7,8	7,8	8,3	8,3
Germania		3,2	3,2	3,3	3,3	3,3
Francia		0,6	0,8	0,8	0,9	0,8
Europa orientale						
Ungheria						12,1
Repubblica Ceca						8,5
Slovacchia						9,1
Slovenia						2,4

Investimenti tecnici

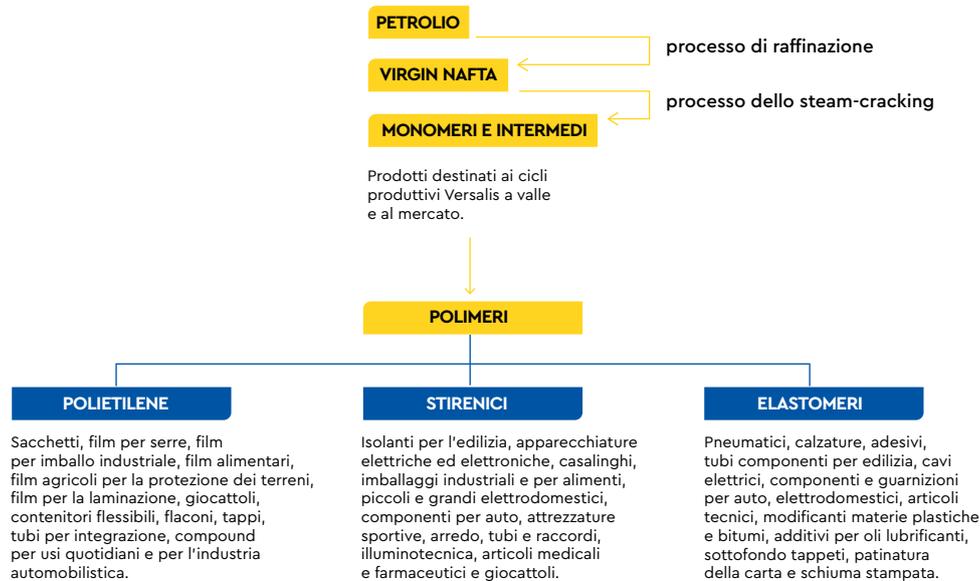
	(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015
Italia		743	661	463	363	349
Esteri		72	65	63	58	59
		815	726	526	421	408
Raffinazione, supply e logistica		683	587	395	298	282
Italia		662	578	389	293	274
Esteri		21	9	6	5	8
Marketing		132	139	131	123	126
Italia		81	83	74	70	75
Esteri		51	56	57	53	51
TOTALE		815	726	526	421	408

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 e Rivalta), nonché di una rete distributiva capillare ed efficiente in 30 Paesi.

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 dei 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 fles-

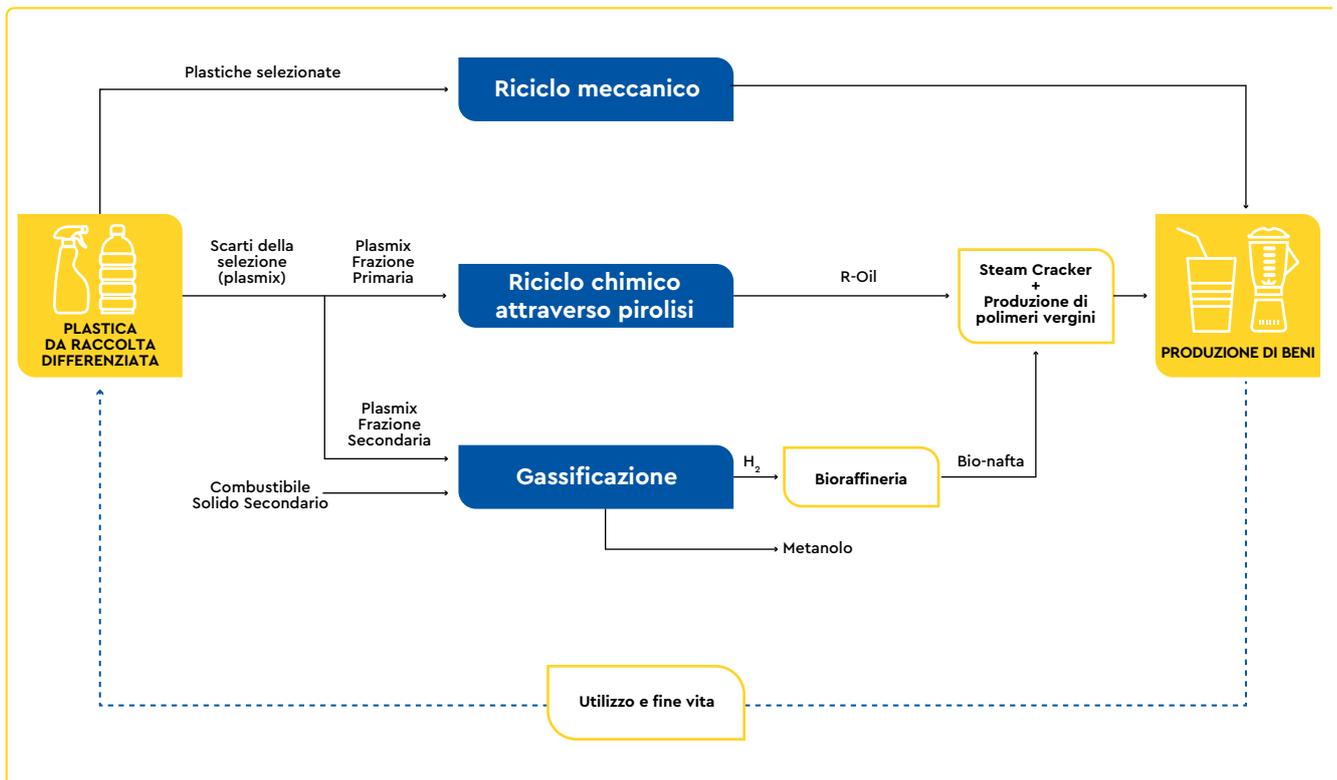
sibile. L'impegno di Versalis nello sviluppo di polimeri speciali e nella crescita internazionale si è rafforzato con l'acquisizione nel mese di febbraio 2020 del 40% della società Finproject, leader in Italia nel settore del compounding e nella produzione di manufatti ultraleggeri. Tale operazione, attraverso lo sviluppo di soluzioni innovative nei settori della moda, design, footwear e applicazioni industriali, consentirà il posizionamento del portafoglio prodotti verso business più resilienti alla volatilità dello scenario, facendo leva sulle competenze di Versalis nella produzione di polimeri e sulla tecnologia di Finproject. L'operazione è sottoposta all'autorizzazione delle autorità competenti.

Versalis è impegnata nello sviluppo di biotecnologie e processi di economia circolare per rispondere alle sfide normative e ambientali. In tale ambito in collaborazione con Montello SpA, operatore primario in Europa nelle tecnologie di recupero e riciclo della plastica, è stata sviluppata Versalis Revive®, una linea di prodotti (stirenici e polietilene) contenenti materie plastiche da post-consumo. Inoltre, facendo leva sulle sinergie derivanti dall'accordo con Montello SpA, svilupperà nuovi processi per la trasformazione della plastica riciclata. Sempre in tale ambito, Versalis ha avviato nei primi mesi del 2020 il progetto Hoop™ per lo sviluppo di un riciclo chimico dei rifiuti in plastica, complementare a quello meccanico. Il progetto è parte di un accordo di sviluppo congiunto con la società italiana di ingegneria Servizi di Ricerche e Sviluppo (S.R.S.), proprietaria di una tecnologia di pirolisi che verrà sviluppata ulteriormente per trasformare i rifiuti in plastica mista (plasmix), non riciclabili meccanicamente, in materia prima per produrre nuovi polimeri vergini. Facendo leva sulle

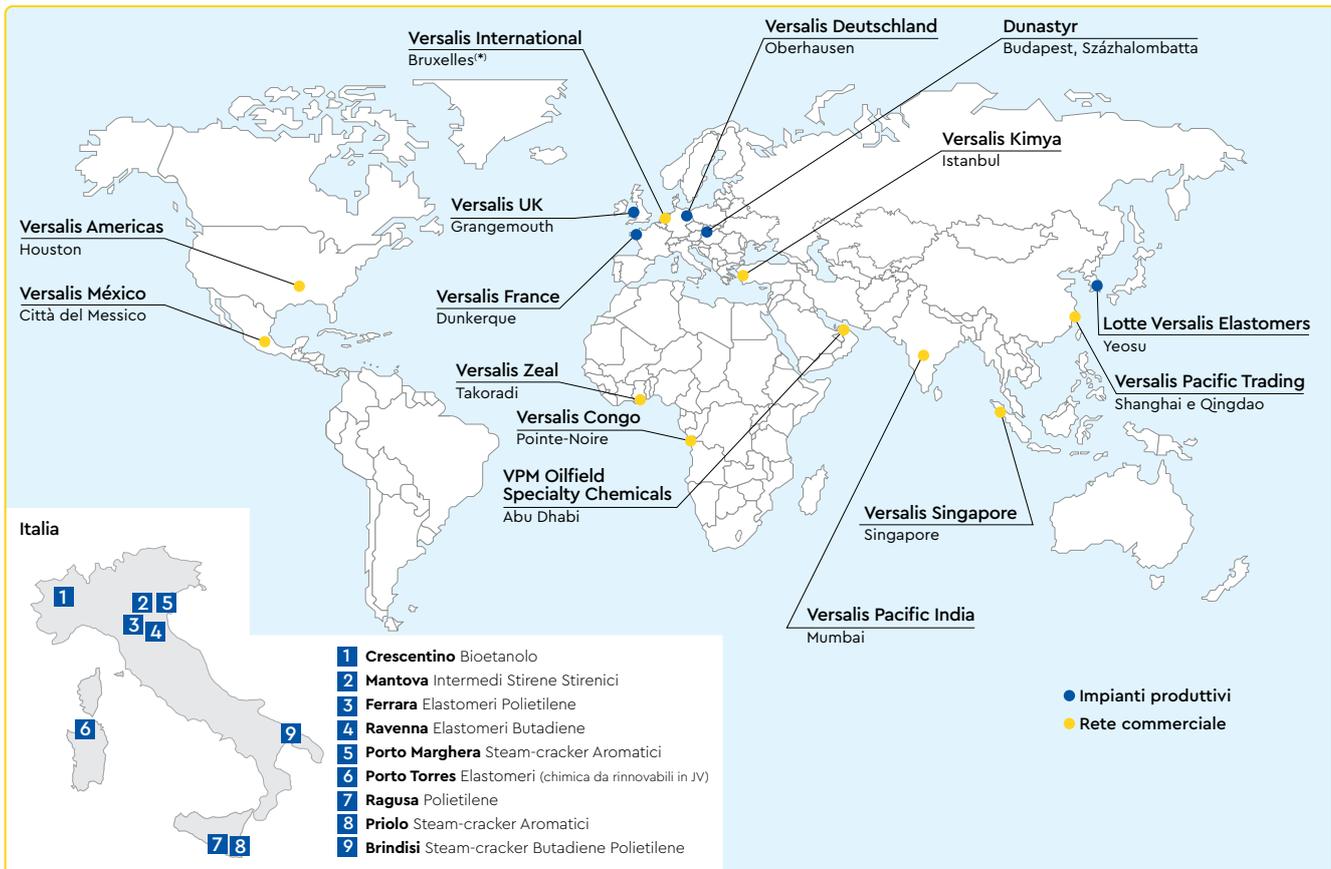
proprie competenze tecnologiche e industriali, Versalis realizzerà un primo impianto da 6.000 ton/anno previsto a Mantova, con l'obiettivo di un successivo e progressivo passaggio di scala.

È stato inoltre sviluppato un polietilene espandibile (Extir® FL3000) con particolari proprietà meccaniche in grado di ridurre la dispersione di materiali plastici nell'ambiente e di incorporare una quantità maggiore di materiale riciclato. Inoltre, il completamento dell'upgrading dello stabilimento di Crescentino nei primi mesi del 2020 consentirà di avviare la produzione di bioetanolo su scala industriale con pieno ramp-up di tutte le linee produttive entro il primo semestre 2020. Nell'ambito delle iniziative di economia circolare, Versalis conduce la ricerca nei centri di Rivalta Scrivia e Novara per perseguire ulteriori sviluppi nella produzione di una gamma completa di prodotti rinnovabili per via fermentativa quali bio oli per la bioraffineria, polimeri totalmente biodegradabili, intermedi per bio polimeri e bio chemicals, tutti da zuccheri di seconda generazione.

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) e fornisce servizi ad aziende manifatturiere in Francia, Germania, Ungheria e Regno Unito.

Aree di business

Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.285 mila tonnellate sono diminuite rispetto al 2018 (-653 mila tonnellate, pari al 13,2%). I decrementi più significativi sono stati registrati nell'etilene, nelle olefine e nei derivati.

I prezzi medi unitari nel business intermedi sono diminuiti complessivamente del 9,9% rispetto al 2018, con i derivati e le olefine in riduzione rispettivamente del 10,6% e del 10,2%. Flessione del 10,8% rispetto al 2018 nel business polimeri.

Le produzioni di prodotti petrolchimici di 8.068 mila tonnellate sono diminuite di 1,42 milioni di tonnellate (-14,9%) per effetto principalmente delle minori produzioni di intermedi (-18,4%) in particolare aromatici e olefine; le produzioni di polimeri (2.250 migliaia di tonnellate) sono in calo del 4,4% rispetto al 2018 per le minori produzioni di elastomeri (-7%), polietilene (-3,9%) e stirenici (-3,8%).

I principali decrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Priolo (-23,3%), per evento occorso ad inizio anno con ramp-up tra aprile e luglio, nei siti di Porto Marghera (-21,9%) e Dunkerque (-17,1%) per fermate non programmate.

La capacità produttiva nominale è in linea con il 2018. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 66,8%, inferiore rispetto al 2018 (76,2%) per le citate fermate.

Intermedi

I ricavi degli intermedi (€1.791 milioni) sono diminuiti del 25,4% (-€610 milioni rispetto al 2018), per effetto sia del decremento delle quotazioni dei prodotti petroliferi che sono riflesse nei prezzi medi unitari dei principali prodotti della business unit sia delle minori disponibilità di prodotto a seguito di fermate produttive. Le vendite sono diminuite del 18,4%, in particolare l'etilene (-38%), le olefine (-21,9%) e i derivati (-13,4%) per minore disponibilità di prodotto. I prezzi medi unitari di vendita sono diminuiti complessivamente del 9,9%, in particolare nelle olefine (-10,2%), negli aromatici (-5,4%) e nei derivati (-10,6%). Le produzioni di intermedi (5.818 migliaia di tonnellate) sono diminuite del 18,4% rispetto al 2018. Si registrano decrementi negli aromatici (-19,6%), nelle olefine (-18,9%) e nei derivati (-11,3%).

Polimeri

I ricavi dei polimeri (€2.201 milioni) sono diminuiti del 15% (-€388 milioni rispetto al 2018) per effetto dei minori volumi di vendita (-4,6%) nonché del calo dei prezzi medi unitari (-10,8%). Il business degli stirenici ha subito la riduzione dei volumi venduti (-4,3%) per minore disponibilità di prodotto; in calo i prezzi di vendita (-14,7%). In diminuzione i volumi di vendita del polietilene (-5%) a causa dell'oversupply e la pressione competitiva da parte di flussi più economici provenienti da Medio Oriente e USA. I prezzi medi sono in calo del 7,7%. Il decremento dei volumi venduti di elastomeri (-4,9%) è attribuibile ai minori volumi venduti di gomme NBR (-10,3%), di gomme

termoplastiche (-14,8%) e BR (-3,7%); in aumento i volumi di gomme SBR (+1,7%) e di lattici (+1%). La diminuzione delle vendite di stirenici (-2%) è attribuibile principalmente allo stirene (-13,8%) e al polistirolo compatto (-5,9%); in aumento i volumi di ABS/SAN (+12,9%) e di polistirolo espandibile (+0,4%). Complessivamente in diminuzione i volumi venduti del business polietilene (-5%) con minori vendite di LLDPE (-4,3%) e di LDPE (-21,7%), mentre sono in aumento i volumi di EVA (+39,9%). Le produzioni di polimeri (2.250 migliaia di tonnellate) sono diminuite rispetto al 2018 per le minori produzioni di elastomeri (-7%), polietilene (-3,9%) e stirenici (-3,8%).

Disponibilità e vendite di prodotti

	(migliaia di tonnellate)	2019	2018	2017	2016	2015
Intermedi		5.818	7.130	6.595	6.580	6.304
Polimeri		2.250	2.353	2.360	2.229	2.366
Produzioni		8.068	9.483	8.955	8.809	8.670
Consumi e perdite		(4.307)	(5.085)	(4.566)	(4.917)	(4.454)
Acquisti e variazioni rimanenze		524	540	257	853	597
TOTALE DISPONIBILITÀ		4.285	4.938	4.646	4.745	4.813
Intermedi		2.519	3.087	2.748	2.956	2.895
Polimeri		1.766	1.851	1.898	1.789	1.918
TOTALE VENDITE		4.285	4.938	4.646	4.745	4.813

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica

	(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015
Italia		1.986	2.292	2.201	1.930	2.154
Resto d'Europa		1.758	2.183	2.145	2.107	2.326
Asia		226	481	352	99	162
Americhe		95	109	93	53	61
Africa		58	58	57	7	13
Altre aree				3		
		4.123	5.123	4.851	4.196	4.716

Ricavi della gestione caratteristica per prodotto

	(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015
Olefine		1.219	1.696	1.308	1.087	1.275
Aromatici		293	340	328	290	327
Derivati		279	365	352	311	297
Elastomeri		567	665	699	539	543
Stirenici		611	749	723	647	764
Polietilene		1.022	1.175	1.308	1.194	1.383
Altro		132	133	133	128	126
		4.123	5.123	4.851	4.196	4.716

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015
di cui:		118	151	203	243	220
manutenzione		42	21	46	34	33
efficienza impiantistica		48	84	114	162	141
HSE		27	26	34	37	36
green & circular		4				
recupero energetico		1	2	2	5	3



Focus su Energie Rinnovabili ed economia circolare

Il percorso di decarbonizzazione di Eni è stato accelerato negli ultimi sei anni facendo leva su interventi diffusi di efficienza energetica, lo sviluppo del business delle energie rinnovabili, il lancio di progetti di economia circolare e l'avvio della partecipazione in iniziative forestry di conservazione delle foreste.

Lo sviluppo del business della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è avvenuto secondo un modello originale che fa leva sulle sinergie industriali, commerciali, logistiche e contrattuali ottenibili dall'integrazione con gli asset esistenti.

Nell'ultimo biennio sono state realizzate 11 nuove unità di generazione di energia da fonti rinnovabili (fotovoltaico ed eolico) e acquisiti impianti da Falck Renewables negli USA, raggiungendo complessivamente una capacità oggi installata di circa 250 MW e un'ampia diversificazione geografica: Italia, Algeria, Kazakistan, Australia, Pakistan, Tunisia e Stati Uniti.

Fattore chiave della nostra strategia low carbon è inoltre l'evoluzione del Gruppo verso l'economia circolare che si basa sulla sostenibilità delle materie prime (come biomasse e materie prime seconde), sui driver di riciclo/riuso e recupero di materie prime da prodotti di scarto e sulla conversione degli asset in ottica bio e low carbon.

ENERGIE RINNOVABILI

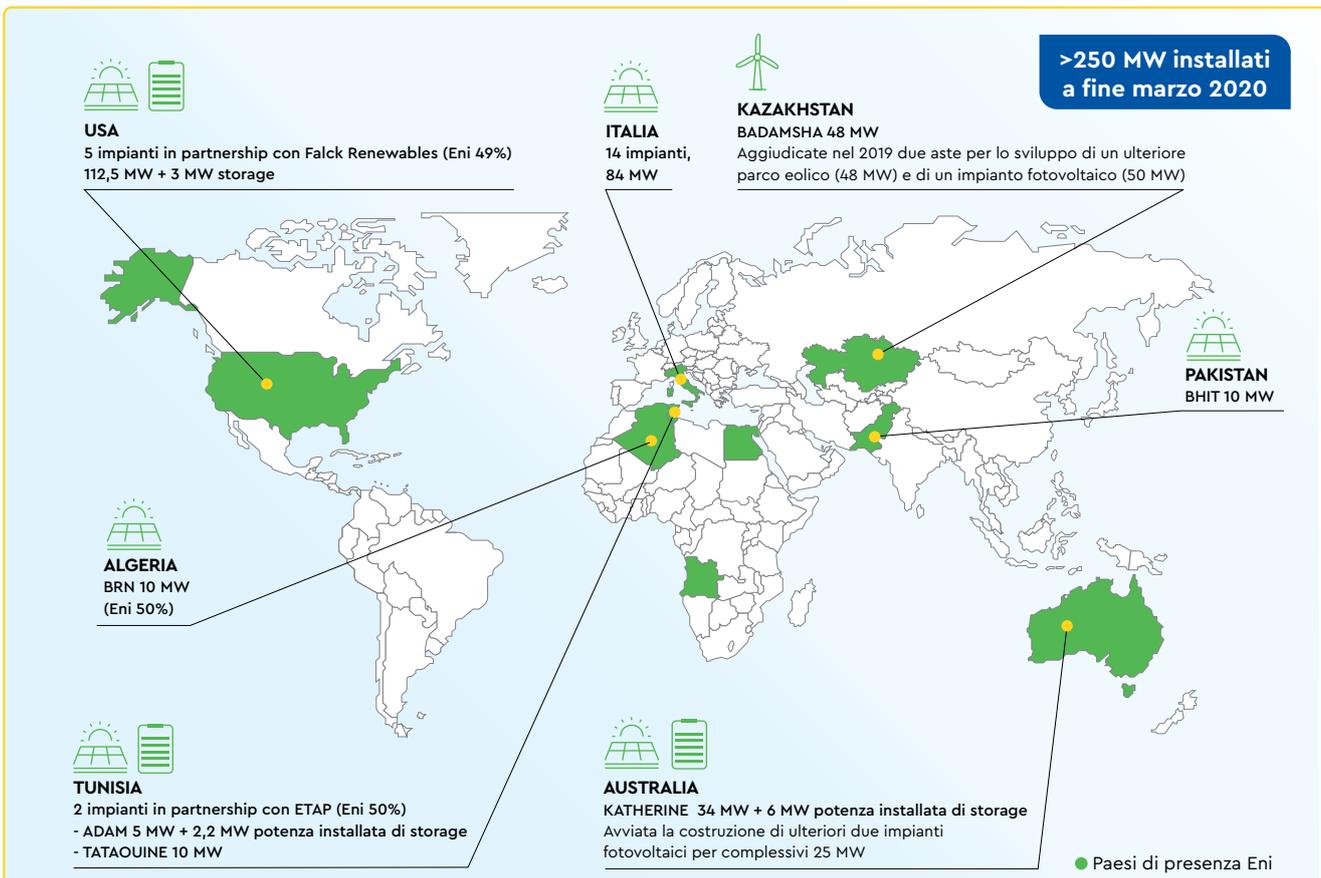
Eni è presente nel settore delle energie rinnovabili (solare ed eolico) attraverso l'unità di business Energy Solutions impegnata nello sviluppo, realizzazione e gestione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

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.

A fine 2019, la capacità totale installata per la generazione di energia da fonti rinnovabili ammonta a 174 MW (in quota Eni e inclusa la potenza dei sistemi di accumulo), di cui circa 82 MW in Italia e 92 MW all'estero, con 15 impianti in esercizio.

Nei primi mesi del 2020 tale capacità ha superato i 250 MW grazie all'acquisizione da Falck Renewables di un'interessenza in 5 impianti solari in esercizio negli Stati Uniti (116 MW, Eni 49%), alla costruzione dell'impianto di Tataouine in Tunisia (10 MW, Eni 50%), nonché al completamento del parco eolico Badamsha in Kazakistan (primo progetto eolico di Eni, 48 MW) e dell'impianto fotovoltaico di Volpiano in Italia (18 MW).

CAPACITÀ INSTALLATA SOLARE ED EOLICA



Di seguito sono dettagliati i principali progetti Energy Solutions:

Capacità installata a fine periodo (dati in quota Eni)

(megawatt)	(% di possesso Eni)	(tecnologia)	31 mar 2020	31 dic 2019	31 dic 2018	31 dic 2017
ITALIA			83,8	81,6	34,8	10,0
Assemini (CA)	100	fotovoltaico (fisso)	22,8	22,8	22,8	
Porto Torres (SS)	100	fotovoltaico (fisso)	31,0	31,0		
Volpiano (TO)	100	fotovoltaico (fisso)	18,0	15,8		
Ferrera Erbognone (PV)	100	fotovoltaico (tracker)	1,0	1,0	1,0	
Gela - Isola 10 (CL)	100	fotovoltaico (tracker)	1,0	1,0	1,0	
Gela - ISAF (CL)	100	fotovoltaico (fisso)	5,0	5,0	5,0	5,0
Gela - RaGe (CL)	100	fotovoltaico (fisso)	1,0	1,0	1,0	1,0
Altri impianti	100	fotovoltaico (fisso)	4,0	4,0	4,0	4,0
ESTERO			167,6	92,5	5,0	
Algeria (BRN)	50	fotovoltaico (fisso)	5,0	5,0	5,0	
Kazakhstan (Badamsha)	100	eolico onshore	48,0	34,5		
Australia (Katherine)	100	fotovoltaico (tracker + storage)	39,4	39,4		
Pakistan (Bhit)	100	fotovoltaico (tracker)	10,0	10,0		
Tunisia (Adam)	50	fotovoltaico (fisso + storage)	3,6	3,6		
Tunisia (Tataouine)	50	fotovoltaico (tracker)	5,0			
Stati Uniti			56,6			
- NC29 (North Carolina)	49	fotovoltaico (tracker)	45,1			
- Dartmouth (Massachusetts)	49	fotovoltaico (fisso)	2,9			
- Palmer (Massachusetts)	49	fotovoltaico (fisso)	2,9			
- Leominster (Massachusetts)	49	fotovoltaico (fisso)	1,2			
- Middleton (Massachusetts)	49	fotovoltaico (fisso + storage)	4,4			
TOTALE CAPACITÀ INSTALLATA A FINE PERIODO (INCLUSA POTENZA INSTALLATA DI STORAGE)			251,4	174,1	39,8	10,0
di cui potenza installata di storage			8,2	6,7		
IMPIANTI IN ESERCIZIO A FINE PERIODO			22	15	12	9

ITALIA

PORTO TORRES (SS) - Impianto ubicato all'interno del Sito di Interesse Nazionale (SIN) di Porto Torres su terreni Syndial.

L'energia prodotta viene in parte autoconsumata da Versalis, Matrica e Syndial e quella eccedente viene immessa nella rete nazionale.

Ad oggi rappresenta il più grande impianto realizzato da Eni in Italia.

ASSEMINI (CA) - 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). L'energia prodotta viene autoconsumata dallo stabilimento industriale di Assemini e quella eccedente viene immessa nella rete nazionale.

VOLPIANO (TO) - Impianto ubicato all'interno dell'area industriale R&M destinata al deposito e stoccaggio di olio.

L'energia prodotta viene ceduta alla rete nazionale al netto di una quota marginale utilizzata da parte del sito.

ESTERO

KAZAKHSTAN - BADAMSHA - Il progetto nasce da un accordo siglato nel giugno 2017 da Eni, General Electric (GE) e il Ministero dell'Energia della Repubblica del Kazakhstan per lo sviluppo congiunto di progetti

di energia rinnovabile nel Paese.

L'iniziativa rappresenta il primo sviluppo progettuale Eni nel settore dell'energia eolica onshore.

L'energia elettrica prodotta è ceduta sulla base di un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 15 anni al Financial Settlement Center, acquirente unico e rivenditore di energia da fonti rinnovabili detenuto al 100% dal fondo sovrano Samruk Kazyna National Welfare Fund.

Nel corso del 2019 Eni si è aggiudicata tramite processo d'asta due ulteriori progetti da realizzare nel Paese: un parco eolico onshore da 48 MW sempre nella regione di Badamsha e un impianto fotovoltaico da 50 MW nei pressi di Shauldir, nella regione meridionale del Paese.

AUSTRALIA - KATHERINE - L'impianto solare fotovoltaico 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.

L'energia elettrica prodotta sarà ceduta sulla base di un PPA di 12 anni a Jacana Energy, il principale retailer del Northern Territory posseduto al 100% dal Governo australiano. Inoltre nel 2019 Eni ha acquisito un progetto per lo sviluppo di due impianti fotovoltaici nel Northern Terri-

tory per complessivi 25 MW, presso i siti di Batchelor e Manton Dam, la cui costruzione è stata avviata nei primi mesi del 2020.

STATI UNITI - Nel marzo 2020 è stata perfezionata l'acquisizione da parte di Eni del 49% del portafoglio di Falck Renewables North America (FRNA) in esercizio negli USA (1 impianto da 92 MW in North Carolina e 4 impianti per complessivi 24 MW in Massachusetts).

PAKISTAN - BHIT - Impianto solare fotovoltaico (50% Eni) non connesso alla rete elettrica, che consente di spiazzare parte dell'energia prodotta da fonte fossile nell'impianto di trattamento upstream di Bhit. L'impianto è sincronizzato con l'attuale sistema di generazione così da alimentare tutti i carichi del campo di Bhit tramite un sistema ibrido.

TUNISIA - ADAM - Impianto solare fotovoltaico (50% Eni) non connesso alla rete elettrica, che consente di spiazzare parte dell'energia prodotta da fonte fossile nell'omonimo campo upstream di Adam. È provvisto di un sistema di stoccaggio a batterie (2,2 MW).

TUNISIA - TATAOUINE - Impianto solare fotovoltaico realizzato in partnership con ETAP (50% Eni - 50% ETAP), nei pressi di un sito industriale ETAP. Il progetto rappresenta il primo impianto fotovoltaico realizzato nella regione meridionale della Tunisia e assegnato nel 2018 tramite aggiudicazione in un processo d'asta internazionale.

ALGERIA - BIR REBAA NORTH (BRN) - Impianto solare fotovoltaico non connesso alla rete elettrica, che consente di rifornire esclusivamente l'impianto di trattamento del sito upstream di Bir Rebaa North (BRN), operato da GSA (50% Eni e 50% Sonatrach). L'energia prodotta va a sostituirsi a parte dell'energia acquistata dalla rete elettrica.

Energia delle onde

Eni, in collaborazione con il Politecnico di Torino, ha sviluppato ISWEC (Inertial Sea Wave Energy Converter), tecnologia innovativa in grado di produrre energia dalle onde marine attraverso l'effetto inerziale reattivo di un giroscopio. Le onde marine sono infatti una grande fonte rinnovabile, con densità energetica elevata e bassa variabilità della produzione. La tecnologia identificata si distingue per produttività, affidabilità ed elevata replicabilità. Nel 2019 è stato installato un pilota di ISWEC nel Mar Adriatico, realizzando la prima applicazione mondiale di generazione ibrida solare-onda. È in fase di ricerca e sviluppo la tecnologia IOWEC (Inertial Ocean Wave Energy Converter) potenzialmente applicabile in prossimità di tutte le coste oceaniche.

ECONOMIA CIRCOLARE

L'economia circolare è una delle leve della strategia di decarbonizzazione di Eni. Le principali direttrici sono:

- **Partnership pubblico-private:** per la valorizzazione dei rifiuti organici nell'ambito della mobilità sostenibile e dei biocarburanti, promozione del bio-metano agricolo e avanzato, valorizzazione dei rifiuti plastici e sviluppo di feedstock rinnovabili per la chimica; collaborazioni con Università e centri di ricerca; accordi con regioni italiane per la pro-

mozione di iniziative di economia circolare a favore dei principi della sostenibilità.

A marzo 2020 è stato sottoscritto un accordo con Cassa Depositi e Prestiti per la costituzione della JV CirculatIT, dedicata allo sviluppo di impianti Waste to Fuel per la produzione di biocombustibili e acqua tramite l'impiego dei rifiuti organici urbani. Lo stesso accordo prevede inoltre lo studio delle opportunità di sviluppo, nei siti Eni, della tecnologia di gassificazione dei rifiuti plastici e combustibile solido secondario, derivante dalla raccolta indifferenziata per la produzione di idrogeno e metanolo.

- **Waste to Fuel:** tecnologia proprietaria Eni per la trasformazione, tramite la conversione termochimica delle biomasse organiche di scarto (FORSU – Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano) in bio olio, utilizzabile come vettore energetico liquido, con recupero dell'acqua naturalmente contenuta nel rifiuto umido. Lo sviluppo e la gestione degli impianti Waste to Fuel sono affidati a Eni Rewind che si occupa della riqualificazione e valorizzazione di terreni, acque e rifiuti. A fine 2018, è stato avviato nelle aree della Raffineria di Gela l'impianto pilota Waste to Fuel che consentirà di valutare l'applicabilità della tecnologia su scala industriale, in Italia e all'estero.
- **Waste to hydrogen/methanol:** tecnologia che consente di ottenere idrogeno o metanolo da Plasmix e CSS (Combustibile Solido Secondario). Il Plasmix è costituito dalla frazione non riciclabile dei rifiuti plastici mentre il CSS è costituito dalla frazione residuale separata a valle del trattamento meccanico. Normalmente il Plasmix e il CSS sono processati in impianti di termovalorizzazione, dove i fumi vengono trattati e poi rilasciati in atmosfera. La tecnologia waste to hydrogen/ methanol permette la produzione di un syngas attraverso una reazione di ossidazione parziale con ossigeno ad elevate temperature, in ambiente chiuso e quindi senza emissioni dirette in camino; gli inquinanti pesanti vetrificano invece sul fondo, diventando materiale inerte.

INIZIATIVE FORESTRY

Eni ha avviato la partecipazione ai progetti di conservazione delle foreste affiancando sviluppatori specializzati internazionali. I progetti Eni si inquadrano nel cosiddetto schema REDD+ (Reducing Emissions from Deforestation and forest Degradation), disegnato dalle Nazioni Unite. Lo schema prevede lo sviluppo di attività di conservazione delle foreste, che consentono un incremento della capacità di stoccaggio naturale della CO₂, favorendo, nel contempo, lo sviluppo economico e sociale delle comunità locali, la valorizzazione delle foreste e la conservazione della biodiversità.

L'ingresso di Eni nel settore dei progetti "forestry" è stato sancito con l'accordo con BioCarbon Partners, attraverso il quale è stato acquisito il ruolo di membro attivo nella governance del Luangwa Community Forests Project in Zambia, un progetto qualificato REDD+ con l'impegno ad acquistare per 20 anni, fino al 2038, crediti di carbonio.

Eni inoltre sta studiando diverse iniziative in altri Paesi: al momento sono state costituite le prime partnership e sono state avviate discussioni in Paesi quali Mozambico, Vietnam, Messico, Ghana, Angola e Repubblica Democratica del Congo.

Tabelle

DATI ECONOMICO-FINANZIARI

Conto economico

	(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Ricavi della gestione caratteristica		69.881	75.822	66.919	55.762	72.286	98.218
Altri ricavi e proventi		1.160	1.116	4.058	931	1.252	1.079
Totale ricavi		71.041	76.938	70.977	56.693	73.538	99.297
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(50.874)	(55.622)	(51.548)	(43.278)	(56.241)	(76.910)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti		(432)	(415)	(913)	(846)	(607)	(494)
Costo lavoro		(2.996)	(3.093)	(2.951)	(2.994)	(3.119)	(2.929)
Totale costi operativi		(54.302)	(59.130)	(55.412)	(47.118)	(59.967)	(80.333)
Altri proventi e oneri operativi		287	129	(32)	16	(485)	145
Ammortamenti		(8.106)	(6.988)	(7.483)	(7.559)	(8.940)	(7.676)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e di diritti di utilizzo beni in leasing		(2.188)	(866)	225	475	(6.534)	(1.270)
Radiazioni		(300)	(100)	(263)	(350)	(688)	(1.198)
Utile (perdita) operativo		6.432	9.983	8.012	2.157	(3.076)	8.965
Proventi (oneri) finanziari		(879)	(971)	(1.236)	(885)	(1.306)	(1.167)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		193	1.095	68	(380)	105	476
Utile (perdita) prima delle imposte		5.746	10.107	6.844	892	(4.277)	8.274
Imposte sul reddito		(5.591)	(5.970)	(3.467)	(1.936)	(3.122)	(6.466)
Tax rate (%)		97,3	59,1	50,7	78,1
Utile (perdita) netto - continuing operations		155	4.137	3.377	(1.044)	(7.399)	1.808
di competenza:							
- azionisti Eni		148	4.126	3.374	(1.051)	(7.952)	1.720
- interessenze di terzi		7	11	3	7	553	88
Utile (perdita) netto - discontinued operations					(413)	(1.974)	(949)
di competenza:							
- azionisti Eni					(413)	(826)	(417)
- interessenze di terzi						(1.148)	(532)
Utile (perdita) netto		155	4.137	3.377	(1.457)	(9.373)	859
di competenza:							
- azionisti Eni		148	4.126	3.374	(1.464)	(8.778)	1.303
- interessenze di terzi		7	11	3	7	(595)	(444)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations		148	4.126	3.374	(1.051)	(7.952)	1.720
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(157)	69	(156)	(120)	782	1.008
Esclusione special item		2.885	388	(839)	831	8.487	1.471
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations		2.876	4.583	2.379	(340)	1.317	4.199
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - discontinued operations						(642)	(343)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		2.876	4.583	2.379	(340)	675	3.856

Stato patrimoniale

(€ milioni)	31 Dic. 2019	31 Dic. 2018	31 Dic. 2017	31 Dic. 2016	31 Dic. 2015	31 Dic. 2014
Capitale immobilizzato						
Immobili, impianti e macchinari	62.192	60.302	63.158	70.793	68.005	75.991
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.349					
Attività immateriali	3.059	3.170	2.925	3.269	3.034	4.420
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.371	1.217	1.283	1.184	909	1.581
Partecipazioni	9.964	7.963	3.730	4.316	3.513	5.187
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.234	1.314	1.698	1.932	2.273	1.881
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.235)	(2.399)	(1.379)	(1.765)	(1.284)	(1.971)
	80.934	71.567	71.415	79.729	76.450	87.089
Capitale di esercizio netto						
Rimanenze	4.734	4.651	4.621	4.637	4.579	7.555
Crediti commerciali	8.519	9.520	10.182	11.186	12.616	19.709
Debiti commerciali	(10.480)	(11.645)	(10.890)	(11.038)	(9.605)	(15.015)
Attività (passività) tributarie nette	(1.594)	(1.364)	(2.387)	(3.073)	(4.137)	(3.330)
Fondi per rischi e oneri	(14.106)	(11.626)	(13.447)	(13.896)	(15.375)	(15.882)
Altre attività (passività) di esercizio	(1.864)	(860)	287	1.171	1.827	222
	(14.791)	(11.324)	(11.634)	(11.013)	(10.095)	(6.741)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.136)	(1.117)	(1.022)	(868)	(1.123)	(1.313)
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	18	236	236	14	9.048	291
CAPITALE INVESTITO NETTO	65.025	59.362	58.995	67.862	74.280	79.326
Patrimonio netto						
di competenza: - azionisti Eni	47.839	51.016	48.030	53.037	55.493	63.186
- interessenze di terzi	61	57	49	49	1.916	2.455
	47.900	51.073	48.079	53.086	57.409	65.641
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	11.477	8.289	10.916	14.776	16.871	13.685
Passività per leasing:	5.648					
- di cui working interest Eni	3.672					
- di cui working interest follower	1.976					
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	17.125					
COPERTURE	65.025	59.362	58.995	67.862	74.280	79.326

Rendiconto finanziario riclassificato

(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Utile (perdita) netto - continuing operations	155	4.137	3.377	(1.044)	(7.399)	1.808
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
- ammortamenti e altri componenti non monetari	10.480	7.657	8.720	7.773	17.216	10.898
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(170)	(474)	(3.446)	(48)	(577)	(224)
- dividendi, interessi e imposte	6.224	6.168	3.650	2.229	3.215	6.600
Variazione del capitale di esercizio	366	1.632	1.440	2.112	4.781	2.199
Dividendi incassati da partecipate	1.346	275	291	212	545	603
Imposte pagate	(5.068)	(5.226)	(3.437)	(2.941)	(4.295)	(6.671)
Interessi (pagati) incassati	(941)	(522)	(478)	(620)	(611)	(744)
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	12.392	13.647	10.117	7.673	12.875	14.469
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations					(1.226)	273
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.392	13.647	10.117	7.673	11.649	14.742
Investimenti tecnici - continuing operations	(8.376)	(9.119)	(8.681)	(9.180)	(10.741)	(11.178)
Investimenti tecnici - discontinued operations					(561)	(694)
Investimenti tecnici	(8.376)	(9.119)	(8.681)	(9.180)	(11.302)	(11.872)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(3.008)	(244)	(510)	(1.164)	(228)	(408)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	504	1.242	5.455	1.054	2.258	3.684
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(254)	942	(373)	465	(1.351)	435
Free cash flow	1.258	6.468	6.008	(1.152)	1.026	6.581
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(279)	(357)	341	5.271	(300)	(414)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(1.540)	320	(1.712)	(766)	2.126	(628)
Rimborso di passività per beni in leasing	(877)					
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.424)	(2.957)	(2.883)	(2.885)	(3.477)	(4.434)
Variazioni area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità	1	18	(65)	(3)	(780)	78
VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI	(4.861)	3.492	1.689	465	(1.405)	1.183
Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale circolante a costi di rimpiazzo	11.803	12.111	8.458	5.386	8.510	12.805

Variazione indebitamento finanziario netto

	(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Free cash flow		1.258	6.468	6.008	(1.152)	1.026	6.581
Rimborso di passività per beni in leasing		(877)					
Debiti e crediti finanziari società acquisite			(18)				(19)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		13	(499)	261	5.848	83	
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(158)	(367)	474	284	(818)	(850)
Flusso di cassa del capitale proprio		(3.424)	(2.957)	(2.883)	(2.885)	(3.477)	(4.434)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		(3.188)	2.627	3.860	2.095	(3.186)	1.278
Effetti prima applicazione IFRS 16		(5.759)					
Rimborsi lease liability		877					
Accensioni del periodo e altre variazioni		(766)					
Variazione passività per beni in leasing		(5.648)					
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		(8.836)	2.627	3.860	2.095	(3.186)	1.278

Ricavi della gestione caratteristica

	(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Exploration & Production		23.572	25.744	19.525	16.089	21.436	28.488
Gas & Power		50.015	55.690	50.623	40.961	52.096	73.434
Refining & Marketing e Chimica		23.334	25.216	22.107	18.733	22.639	28.994
Corporate e altre attività		1.681	1.589	1.462	1.343	1.468	1.429
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		(28.721)	(32.417)	(26.798)	(21.364)	(25.353)	(34.127)
		69.881	75.822	66.919	55.762	72.286	98.218

Ricavi da terzi

	(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Exploration & Production		10.499	9.943	7.131	6.378	9.321	11.870
Gas & Power		38.160	43.109	39.846	32.063	42.179	59.183
Refining & Marketing e Chimica		21.017	22.594	19.771	17.128	20.632	26.952
Corporate e altre attività		205	176	171	193	154	159
Effetto eliminazione utili interni							54
		69.881	75.822	66.919	55.762	72.286	98.218

Ricavi per area geografica di destinazione

	(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Italia		23.312	25.279	21.925	21.280	24.405	29.234
Resto dell'Unione Europea		18.567	20.408	19.791	15.808	20.730	29.298
Resto dell'Europa		6.931	7.052	5.911	4.804	7.125	11.975
America		3.842	5.051	5.154	3.212	4.217	5.763
Asia		8.102	9.585	7.523	5.619	9.086	12.840
Africa		8.998	8.246	6.428	4.865	6.482	8.786
Altre aree		129	201	187	174	241	322
Totale estero		46.569	50.543	44.994	34.482	47.881	68.984
		69.881	75.822	66.919	55.762	72.286	98.218

Ricavi per area geografica di origine

	(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Italia		46.763	51.733	45.764	37.515	47.287	66.763
Resto dell'Unione Europea		7.029	8.004	7.772	7.899	9.996	12.470
Resto dell'Europa		1.909	2.496	2.096	1.560	2.561	3.215
America		3.290	3.627	3.986	2.257	2.893	10.024
Asia		1.068	1.165	616	862	1.687	3.528
Africa		9.587	8.599	6.504	5.496	7.630	1.912
Altre aree		235	198	181	173	232	306
Totale estero		23.118	24.089	21.155	18.247	24.999	31.455
		69.881	75.822	66.919	55.762	72.286	98.218

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	36.272	41.125	35.907	27.783	39.812	60.987
Costi per servizi	11.589	10.625	12.228	12.727	13.197	12.414
Costi per godimento di beni di terzi	1.478	1.820	1.684	1.672	2.205	2.655
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	858	1.120	886	505	644	340
Oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting			145	240	278	409
Altri oneri	879	1.130	931	666	528	424
<i>a dedurre:</i>						
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(202)	(198)	(233)	(315)	(423)	(319)
	50.874	55.622	51.548	43.278	56.241	76.910

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione

(€ migliaia)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Revisione contabile	15.748	25.445	23.193	21.433	33.752	27.607
Servizi di audit	1.045	1.628	1.712	1.874	1.138	1.287
Servizi di consulenza fiscale					3	11
Altro			12			
	16.793	27.073	24.917	23.307	34.893	28.905

Costo lavoro

(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Salari e stipendi	2.417	2.409	2.447	2.491	2.648	2.590
Oneri sociali	449	448	441	445	453	445
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	85	220	113	81	85	73
Altri costi	213	170	162	202	182	160
<i>a dedurre:</i>						
incrementi per lavori interni	(168)	(154)	(212)	(225)	(249)	(339)
	2.996	3.093	2.951	2.994	3.119	2.929

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Exploration & Production	7.060	6.152	6.747	6.772	8.080	6.916
Gas & Power	447	408	345	354	363	335
Refining & Marketing e Chimica	485	399	360	389	454	381
Corporate e altre attività	146	59	60	72	71	70
Effetto eliminazione utili interni	(32)	(30)	(29)	(28)	(28)	(26)
Totale ammortamenti	8.106	6.988	7.483	7.559	8.940	7.676
Exploration & Production	1.217	726	(158)	(700)	5.212	851
Gas & Power	37	(71)	(146)	81	152	25
Refining & Marketing e Chimica	922	193	54	104	1.150	380
Corporate e altre attività	12	18	25	40	20	14
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali e di diritto di utilizzo beni in leasing	2.188	866	(225)	(475)	6.534	1.270
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette	10.294	7.854	7.258	7.084	15.474	8.946
Radiazioni	300	100	263	350	688	1.198
	10.594	7.954	7.521	7.434	16.162	10.144

Utile operativo per settore

(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Exploration & Production	7.417	10.214	7.651	2.567	(959)	10.727
Gas & Power	699	629	75	(391)	(1.258)	64
Refining & Marketing e Chimica	(854)	(380)	981	723	(1.567)	(2.811)
Corporate e altre attività	(710)	(691)	(668)	(681)	(497)	(518)
Effetto eliminazione utili interni	(120)	211	(27)	(61)	1.205	1.503
	6.432	9.983	8.012	2.157	(3.076)	8.965

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE (NON-GAAP MEASURE)

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

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

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

Utile operativo e utile netto adjusted

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

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento 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'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. 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. 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/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading, 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 delle interessenze di terzi 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 scaden-

za 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.

2019	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo		7.417	699	(854)	(710)	(120)	6.432
Esclusione (utile) perdita di magazzino				(318)		95	(223)
Esclusione degli special item:							
oneri ambientali		32		244	62		338
svalutazioni (riprese di valore) nette		1.217	37	922	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	4	8	10		45
derivati su commodity			(423)	(16)			(439)
differenze e derivati su cambi		14	92	2			108
altro		100	245	(29)	(20)		296
Special item dell'utile (perdita) operativo		1.223	(45)	1.124	86		2.388
Utile (perdita) operativo adjusted		8.640	654	(48)	(624)	(25)	8.597
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(362)	(23)	(11)	(525)		(921)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		312	(11)	37	43		381
Imposte sul reddito ^(a)		(5.154)	(194)	(53)	222	5	(5.174)
Tax rate (%)		60,0	31,3	..			64,2
Utile (perdita) netto adjusted		3.436	426	(75)	(884)	(20)	2.883
<i>di competenza:</i>							
- interessenze 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	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo		10.214	629	(380)	(691)	211	9.983
Esclusione (utile) perdita di magazzino				234		(138)	96
Esclusione degli special item:							
oneri ambientali		110	(1)	193	23		325
svalutazioni (riprese di valore) nette		726	(71)	193	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	122	8	(1)		155
derivati su commodity			(156)	23			(133)
differenze e derivati su cambi		(6)	112	1			107
altro		(138)	(92)	96	47		(87)
Special item dell'utile (perdita) operativo		636	(86)	526	85		1.161
Utile (perdita) operativo adjusted		10.850	543	380	(606)	73	11.240
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(366)	(4)	11	(697)		(1.056)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		285	9	(2)	5		297
Imposte sul reddito ^(a)		(5.814)	(238)	(151)	333	(17)	(5.887)
Tax rate (%)		54,0	43,4	38,8			56,2
Utile (perdita) netto adjusted		4.955	310	238	(965)	56	4.594
<i>di competenza:</i>							
- interessenze 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.

2017	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo		7.651	75	981	(668)	(27)	8.012
Esclusione (utile) perdita di magazzino				(213)		(6)	(219)
Esclusione degli special item:							
oneri ambientali		46		136	26		208
svalutazioni (riprese di valore) nette		(154)	(146)	54	25		(221)
plusvalenze nette su cessione di asset		(3.269)		(13)	(1)		(3.283)
accantonamenti a fondo rischi		366			82		448
oneri per incentivazione all'esodo		19	38	(6)	(2)		49
derivati su commodity			157	(11)			146
differenze e derivati su cambi		(68)	(171)	(9)			(248)
altro		582	261	72	(4)		911
Special item dell'utile (perdita) operativo		(2.478)	139	223	126		(1.990)
Utile (perdita) operativo adjusted		5.173	214	991	(542)	(33)	5.803
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)		(50)	10	5	(699)		(734)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)		408	(9)	19	22		440
Imposte sul reddito ^(a)		(2.807)	(163)	(352)	178	17	(3.127)
Tax rate (%)		50,8	75,8	34,7			56,8
Utile (perdita) netto adjusted		2.724	52	663	(1.041)	(16)	2.382
<i>di competenza:</i>							
- interessenze terzi							3
- azionisti Eni							2.379
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							3.374
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(156)
Esclusione special item							(839)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.379

(a) Escludono gli special item.

2016	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS	CONTINUING OPERATIONS
Utile (perdita) operativo		2.567	(391)	723	(681)	(61)	2.157		2.157
Esclusione (utile) perdita di magazzino			90	(406)		141	(175)		(175)
Esclusione degli special item:									
oneri ambientali			1	104	88		193		193
svalutazioni (riprese di valore) nette	(684)		81	104	40		(459)		(459)
radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti	7						7		7
plusvalenze nette su cessioni di asset	(2)			(8)			(10)		(10)
accantonamenti a fondo rischi	105		17	28	1		151		151
oneri per incentivazione all'esodo	24		4	12	7		47		47
derivati su commodity	19		(443)	(3)			(427)		(427)
differenze e derivati su cambi	(3)		(19)	3			(19)		(19)
altro	461		270	26	93		850		850
Special item dell'utile (perdita) operativo	(73)	(89)	266	229			333		333
Utile (perdita) operativo adjusted	2.494	(390)	583	(452)	80		2.315		2.315
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(55)		6	1	(721)		(769)		(769)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	68		(20)	32	(6)		74		74
Imposte sul reddito ^(a)	(1.999)		74	(197)	188	(19)	(1.953)		(1.953)
Tax rate (%)	79,7		..	32,0			120,6		120,6
Utile (perdita) netto adjusted	508	(330)	419	(991)	61		(333)		(333)
<i>di competenza:</i>									
- interessenze terzi							7		7
- azionisti Eni							(340)		(340)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(1.464)	413	(1.051)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(120)		(120)
Esclusione special item							1.244	(413)	831
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(340)		(340)

(a) Escludono gli special item.

2015	[€ milioni]						GRUPPO	Discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni		Ingegneria & Costruzioni	Elisioni infragruppo	TOTALE			
Utile (perdita) operativo	(959)	(1.258)	(1.567)	(497)	(694)	(23)	(4.998)	694	1.228	1.922	(3.076)		(4.304)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		132	877			127	1.136				1.136		1.136
Esclusione degli special item:													
oneri ambientali			137	88			225				225		225
svalutazioni (riprese di valore) nette	5.212	152	1.150	20	590		7.124	(590)		(590)	6.534		6.534
radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti	169						169				169		169
plusvalenze nette su cessione di asset	(403)		(8)	4	1		(406)	(1)		(1)	(407)		(407)
accantonamenti a fondo rischi		226	(5)	(10)			211				211		211
oneri per incentivazione all'esodo	15	6	8	1	12		42	(12)		(12)	30		30
derivati su commodity	12	90	68		(6)		164	6	(6)		164		170
differenze e derivati su cambi	(59)	(9)	5				(63)				(63)		(63)
altro	195	535	30	25			785				785		785
Special item dell'utile (perdita) operativo	5.141	1.000	1.385	128	597		8.251	(597)	(6)	(603)	7.648		7.654
Utile (perdita) operativo adjusted	4.182	(126)	695	(369)	(97)	104	4.389	97	1.222	1.319	5.708	(1.222)	4.486
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(272)	11	(2)	(686)	(5)		(954)	5	24	29	(925)	(24)	(949)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	254	(2)	69	285	17		623	(17)		(17)	606		606
Imposte sul reddito ^(a)	(3.173)	(51)	(250)	107	(212)	(47)	(3.626)	212	(53)	159	(3.467)	53	(3.414)
Tax rate (%)	76,2	..	32,8	89,4				64,3		82,4
Utile (perdita) netto adjusted	991	(168)	512	(663)	(297)	57	432	297	1.193	1.490	1.922	(1.193)	729
<i>di competenza:</i>													
- interessenze terzi							(243)			848	605		(74)
- azionisti Eni							675			642	1.317	(679)	803
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(8.778)			826	(7.952)	(514)	(7.952)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							782				782		782
Esclusione special item							8.671		(184)		8.487		8.487
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations													(514)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							675			642	1.317		803

(a) Escludono gli special item.

2014	(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni	Discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone	
								GRUPPO	Ingegneria & Costruzioni	Elisioni infragruppo				TOTALE
Utile (perdita) operativo		10.727	64	(2.811)	(518)	18	398	7.878	(18)	1.105	1.087	8.965		7.860
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(119)	1.746			(167)	1.460				1.460		1.460
Esclusione degli special item:														
oneri ambientali				138	41			179				179		179
svalutazioni (riprese di valore) nette	853	25	380	14	420			1.692	(420)		(420)	1.272		1.272
radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti														
plusvalenze nette su cessione di asset	(70)		43	3	2			(22)	(2)		(2)	(24)		(24)
accantonamenti a fondo rischi	(5)	(42)		12	25			(10)	(25)		(25)	(35)		(35)
oneri per incentivazione all'esodo	24	9	(4)	(25)	5			9	(5)		(5)	4		4
derivati su commodity	(28)	(38)	41		9			(16)	(9)	9		(16)		(25)
differenze e derivati su cambi	6	205	18					229				229		229
altro	172	64	37	30				303				303		303
Special item dell'utile (perdita) operativo	952	223	653	75	461			2.364	(461)	9	(452)	1.912		1.903
Utile (perdita) operativo adjusted	11.679	168	(412)	(443)	479	231		11.702	(479)	1.114	635	12.337	(1.114)	11.223
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(273)	7	(12)	(564)	(6)			(848)	6	40	46	(802)	(40)	(842)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	333	49	64	(156)	21			311	(21)		(21)	290		290
Imposte sul reddito ^(a)	(7.170)	(138)	41	311	(185)	(79)		(7.220)	185	(51)	134	(7.086)	51	(7.035)
Tax rate (%)	61,1	61,6	..		37,4			64,7				59,9		65,9
Utile (perdita) netto adjusted	4.569	86	(319)	(852)	309	152		3.945	(309)	1.103	794	4.739	(1.103)	3.636
<i>di competenza:</i>														
- interessenze terzi								89			451	540	(627)	(87)
- azionisti Eni								3.856			343	4.199	(476)	3.723
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								1.303			417	1.720		1.720
Esclusione (utile) perdita di magazzino								1.008				1.008		1.008
Esclusione special item								1.545		(74)		1.471		1.471
Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations														(476)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni								3.856			343	4.199		3.723

(a) Escludono gli special item.

Dettaglio degli special item

(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Special item dell'utile (perdita) operativo	2.388	1.161	(1.990)	333	8.251	2.364
- oneri ambientali	338	325	208	193	225	179
- svalutazioni (riprese di valore) nette	2.188	866	(221)	(459)	7.124	1.692
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti				7	169	
- plusvalenze nette su cessione di asset	(151)	(452)	(3.283)	(10)	(406)	(22)
- accantonamenti a fondo rischi	3	380	448	151	211	(10)
- oneri per incentivazione all'esodo	45	155	49	47	42	9
- derivati su commodity	(439)	(133)	146	(427)	164	(16)
- differenze e derivati su cambi	108	107	(248)	(19)	(63)	229
- ripristino ammortamenti Eni Norge		(375)				
- altro	296	288	911	850	785	303
Oneri (proventi) finanziari	(42)	(85)	502	166	292	203
di cui:						
- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(108)	(107)	248	19	63	(229)
Oneri (proventi) su partecipazioni	188	(798)	372	817	488	(189)
di cui:						
- plusvalenza da cessione	(46)	(909)	(163)	(57)	(33)	(159)
- svalutazioni (riprese di valore) di partecipazioni	148	67	537	896	506	(38)
Imposte sul reddito	351	110	277	(72)	(7)	(300)
di cui:						
- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane	893	99		170	880	976
- altri proventi netti di imposta						(824)
- adeguamento fiscalità differite su PSA						69
- svalutazioni nette imposte differite estero upstream				6	860	
- riforma fiscale Stati Uniti			115			
- fiscalità su special item dell'utile (perdita) operativo e altro	(542)	11	162	(248)	(1.747)	(521)
Totale special item dell'utile (perdita) netto	2.885	388	(839)	1.244	9.024	2.078
di competenza:						
- azionisti Eni	2.885	388	(839)	1.244	8.671	1.545
- interessenze di terzi					353	533

Utile operativo adjusted per settore

(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Exploration & Production	8.640	10.850	5.173	2.494	4.182	11.679
Gas & Power	654	543	214	(390)	(126)	168
Refining & Marketing e Chimica	(48)	380	991	583	695	(412)
Corporate e altre attività	(624)	(606)	(542)	(452)	(369)	(443)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(25)	73	(33)	80	1.326	1.345
	8.597	11.240	5.803	2.315	5.708	12.337

Utile netto adjusted per settore

(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Exploration & Production	3.436	4.955	2.724	508	991	4.569
Gas & Power	426	310	52	(330)	(168)	86
Refining & Marketing e Chimica	(75)	238	663	419	512	(319)
Corporate e altre attività	(884)	(965)	(1.041)	(991)	(663)	(852)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidamento	(20)	56	(16)	61	1.250	1.255
Utile (perdita) netto adjusted	2.883	4.594	2.382	(333)	1.922	4.739
di competenza:						
- azionisti Eni	2.876	4.583	2.379	(340)	1.317	4.199
- interessenze di terzi	7	11	3	7	605	540

Proventi (oneri) finanziari netti

(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(962)	(627)	(834)	(726)	(814)	(802)
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine	(740)	(685)	(751)	(757)	(838)	(871)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(378)					
- Interessi attivi verso banche	21	18	12	15	19	19
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	127	32	(111)	(21)	3	24
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	8	8	16	37	2	26
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati	(14)	(307)	837	(482)	160	165
- Strumenti finanziari derivati su valute	9	(329)	809	(494)	96	51
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(23)	22	28	(12)	31	46
- Opzioni				24	33	68
Differenze di cambio	250	341	(905)	676	(354)	(415)
Altri proventi (oneri) finanziari	(246)	(430)	(407)	(459)	(464)	(278)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	112	132	128	143	120	74
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)	(255)	(249)	(264)	(312)	(291)	(293)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(103)	(313)	(271)	(290)	(293)	(59)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	93	52	73	106	166	163
	(879)	(971)	(1.236)	(885)	(1.306)	(1.167)

Proventi (oneri) netti su partecipazioni

(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	161	409	124	77	150	188
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(184)	(430)	(353)	(370)	(615)	(77)
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	19	22	163	(14)	164	160
Dividendi	247	231	205	143	402	385
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(65)	(47)	(38)	(33)	(6)	(1)
Altri proventi (oneri) netti	15	910	(33)	(183)	10	(179)
	193	1.095	68	(380)	105	476

Immobilizzazioni materiali

(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Immobilizzazioni materiali lorde						
Exploration & Production	159.597	151.046	152.608	165.559	154.064	135.385
Gas & Power	5.503	5.441	5.333	6.276	6.169	5.985
Refining & Marketing e Chimica	26.150	25.424	24.554	24.119	23.818	23.425
Ingegneria & Costruzioni						13.657
Corporate e altre attività	2.179	1.973	1.866	1.886	1.854	2.201
Effetto eliminazione utili interni	(614)	(600)	(584)	(568)	(656)	(572)
	192.815	183.284	183.777	197.272	185.249	180.081
Immobilizzazioni materiali nette						
Exploration & Production	55.702	53.535	56.833	64.428	61.495	60.683
Gas & Power	1.252	1.391	1.379	1.692	1.882	1.985
Refining & Marketing e Chimica	5.015	5.300	4.929	4.642	4.664	5.653
Ingegneria & Costruzioni						7.616
Corporate e altre attività	517	386	341	368	418	452
Effetto eliminazione utili interni	(294)	(310)	(324)	(337)	(454)	(398)
	62.192	60.302	63.158	70.793	68.005	75.991

Investimenti

	(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Exploration & Production		6.996	7.901	7.739	8.254	9.980	10.156
Gas & Power		230	215	142	120	154	172
Refining & Marketing e Chimica		933	877	729	664	628	819
Corporate e altre attività		231	143	87	55	64	113
Effetto eliminazione utili interni		(14)	(17)	(16)	87	(85)	(82)
Investimenti tecnici - continuing operations		8.376	9.119	8.681	9.180	10.741	11.178
Investimenti tecnici - discontinued operations						561	694
Investimenti tecnici		8.376	9.119	8.681	9.180	11.302	11.872
Investimenti in partecipazioni		3.008	244	510	1.164	228	408
Investimenti		11.384	9.363	9.191	10.344	11.530	12.280

Investimenti tecnici per area geografica di localizzazione

	(€ milioni)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Italia		1.402	1.424	1.090	1.163	1.303	1.730
Resto dell'Unione Europea		306	267	316	331	444	571
Resto dell'Europa		9	538	387	460	1.101	1.346
Africa		3.902	4.533	5.699	5.004	5.009	4.658
America		1.017	534	278	233	674	1.039
Asia		1.685	1.782	898	1.978	2.186	1.717
Altre aree		55	41	13	11	24	117
Totale estero		6.974	7.695	7.591	8.017	9.438	9.448
Investimenti tecnici - continuing operations		8.376	9.119	8.681	9.180	10.741	11.178
Italia						17	27
Resto dell'Unione Europea						264	256
Resto dell'Europa						50	32
Africa						11	31
America						53	126
Asia						140	187
Altre aree						26	35
Totale estero						544	667
Investimenti tecnici - discontinued operations						561	694
Investimenti tecnici		8.376	9.119	8.681	9.180	11.302	11.872

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
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
2017						
Breve termine	4.528	(7.363)	(6.219)	(209)		(9.263)
Lungo termine	20.179					20.179
	24.707	(7.363)	(6.219)	(209)		10.916
2016						
Breve termine	6.675	(5.674)	(6.404)	(385)		(5.788)
Lungo termine	20.564					20.564
	27.239	(5.674)	(6.404)	(385)		14.776
2015						
Breve termine	8.396	(5.209)	(5.028)	(685)		(2.526)
Lungo termine	19.397					19.397
	27.793	(5.209)	(5.028)	(685)		16.871
2014						
Breve termine	6.575	(6.614)	(5.037)	(555)		(5.631)
Lungo termine	19.316					19.316
	25.891	(6.614)	(5.037)	(555)		13.685

PERSONALE

Personale a fine periodo

	(numero)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Exploration & Production	Italia	4.556	4.531	4.510	4.608	4.572	4.534
	Eestero	6.946	7.114	7.460	7.886	8.249	8.243
		11.502	11.645	11.970	12.494	12.821	12.777
Gas & Power	Italia	2.040	2.089	2.282	2.032	2.023	2.067
	Eestero	975	951	2.031	2.229	2.461	2.494
		3.015	3.040	4.313	4.261	4.484	4.561
Refining & Marketing e Chimica	Italia	8.901	8.740	8.580	8.577	8.635	9.286
	Eestero	2.390	2.396	2.336	2.281	2.360	2.598
		11.291	11.136	10.916	10.858	10.995	11.884
Corporate e altre attività	Italia	5.991	5.642	5.501	5.693	5.650	5.320
	Eestero	254	238	234	229	246	304
		6.245	5.880	5.735	5.922	5.896	5.624
Totale occupazione a fine periodo	Italia	21.488	21.002	20.873	20.910	20.880	21.207
	Eestero	10.565	10.699	12.061	12.626	13.316	13.639
		32.053	31.701	32.934	33.536	34.196	34.846

Dettaglio per qualifica

	(numero)	2019	2018	2017	2016	2015	2014
Dirigenti		1.037	1.025	1.007	1.017	1.054	1.068
Quadri		9.461	9.227	9.131	9.244	9.295	9.103
Impiegati		16.403	16.208	16.952	17.232	17.897	18.229
Operai		5.152	5.241	5.844	6.043	5.950	6.446
Totale		32.053	31.701	32.934	33.536	34.196	34.846
<i>di cui:</i>							
<i>controllate</i>		31.321	30.950	32.195	32.733	33.389	34.040
<i>joint operations</i>		732	751	739	803	807	806

DATI INFRANNUALI

Principali dati economico-finanziari^(a)

(€ milioni)	2019					2018				
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Ricavi della gestione caratteristica	18.540	18.440	16.686	16.215	69.881	17.932	18.139	19.695	20.056	75.822
Utile (perdita) operativo	2.518	2.231	1.861	(178)	6.432	2.399	2.639	3.449	1.496	9.983
Utile (perdita) operativo adjusted:	2.354	2.279	2.159	1.805	8.597	2.380	2.564	3.304	2.992	11.240
<i>Exploration & Production</i>	2.308	2.140	2.141	2.051	8.640	2.085	2.742	3.095	2.928	10.850
<i>Gas & Power</i>	372	46	93	143	654	322	108	71	42	543
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	(55)	48	145	(186)	(48)	77	67	93	143	380
<i>Corporate e altre attività</i>	(137)	(127)	(149)	(211)	(624)	(162)	(169)	(102)	(173)	(606)
<i>Effetto eliminazione degli utili interni e altre elisioni</i>	(134)	172	(71)	8	(25)	58	(184)	147	52	73
Utile (perdita) netto ^(b)	1.092	424	523	(1.891)	148	946	1.252	1.529	399	4.126
- continuing operations	1.092	424	523	(1.891)	148	946	1.252	1.529	399	4.126
- discontinued operations										
Investimenti tecnici	2.239	1.997	1.899	2.241	8.376	2.541	1.961	1.830	2.787	9.119
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	30	21	2.931	26	3.008	37	94	26	87	244
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	14.496	13.591	18.517	17.125	17.125	11.278	9.897	9.005	8.289	8.289

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

(b) Di competenza Eni.

Dati di scenario

	2019					2018				
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	63,20	68,82	61,94	63,25	64,30	66,76	74,35	75,27	67,76	71,04
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,136	1,124	1,112	1,107	1,119	1,229	1,191	1,163	1,141	1,181
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	55,65	61,25	55,70	57,13	57,44	54,32	62,40	64,72	59,37	60,15
Standard Eni Refining Margin [SERM] ^(c)	3,4	3,7	6,0	4,2	4,3	3,0	4,1	4,5	3,4	3,7

(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.

2017					2016					2015				
I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
18.047	15.643	15.684	17.545	66.919	13.344	13.416	13.195	15.807	55.762	21.038	20.279	15.903	15.066	72.286
2.111	563	998	4.340	8.012	105	220	192	1.640	2.157	1.770	1.605	248	(6.699)	(3.076)
1.834	1.019	947	2.003	5.803	583	188	258	1.286	2.315	1.795	1.823	943	1.147	5.708
1.415	845	1.046	1.867	5.173	95	355	644	1.400	2.494	1.080	1.585	919	598	4.182
338	(146)	(193)	215	214	285	(229)	(374)	(72)	(390)	294	31	(469)	18	(126)
189	352	337	113	991	177	156	175	75	583	121	105	335	134	695
(115)	(160)	(151)	(116)	(542)	(90)	(126)	(118)	(118)	(452)	(89)	(123)	(56)	(101)	(369)
7	128	(92)	(76)	(33)	116	32	(69)	1	80	389	225	214	498	1.326
965	18	344	2.047	3.374	(796)	(446)	(562)	340	(1.464)	832	(97)	(790)	(8.723)	(8.778)
965	18	344	2.047	3.374	(383)	(446)	(562)	340	(1.051)	787	498	(783)	(8.454)	(7.952)
					(413)				(413)	45	(595)	(7)	(269)	(826)
2.831	2.092	1.570	2.188	8.681	2.455	2.424	2.051	2.250	9.180	2.684	3.150	2.210	2.697	10.741
36	14	453	7	510	1.124	28	6	6	1.164	61	47	63	57	228
14.931	15.467	14.965	10.916	10.916	12.222	13.814	16.008	14.776	14.776	15.140	16.477	18.414	16.871	16.871

2017					2016					2015				
I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
53,78	49,83	52,08	61,39	54,27	33,89	45,57	45,85	49,46	43,69	53,97	61,92	50,26	43,69	52,46
1,065	1,101	1,175	1,177	1,130	1,102	1,129	1,116	1,079	1,107	1,126	1,105	1,112	1,095	1,110
50,51	45,25	44,34	52,14	48,03	30,75	40,36	41,08	45,84	39,47	47,93	56,04	45,20	39,90	47,26
4,2	5,3	6,4	4,3	5,0	4,2	4,6	3,3	4,7	4,2	7,6	9,1	10,0	6,6	8,3

Principali dati operativi

		2019					2018				
		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	887	867	893	926	893	885	881	886	897	887
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	146	148	152	152	150	152	152	142	151	149
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.832	1.825	1.888	1.921	1.871	1.867	1.863	1.803	1.872	1.851
<i>Italia</i>		131	122	120	117	123	144	142	132	134	138
<i>Resto d'Europa</i>		169	145	146	191	163	218	186	181	193	194
<i>Africa Settentrionale</i>		372	386	372	393	382	442	417	368	358	396
<i>Egitto</i>		334	344	369	363	354	259	290	324	327	300
<i>Africa Sub-Sahariana</i>		362	398	395	385	386	348	354	346	377	356
<i>Kazakhstan</i>		148	120	169	163	150	139	135	134	162	143
<i>Resto dell'Asia</i>		180	178	183	174	179	151	176	186	198	178
<i>America</i>		107	106	106	106	106	142	144	109	99	123
<i>Australia e Oceania</i>		29	26	28	29	28	24	19	23	24	23
Produzione venduta di idrocarburi	(mln boe)	151,6	149,4	162,0	166,3	630,6	156,9	158,6	152,3	157,2	625,0
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	18,96	15,75	14,61	14,82	64,14	19,98	16,03	15,20	16,38	67,59
Autoconsumo di gas naturale		1,62	1,43	1,65	1,55	6,25	1,59	1,34	1,58	1,60	6,11
Vendite a terzi e autoconsumo		20,58	17,18	16,26	16,37	70,39	21,57	17,37	16,78	17,98	73,70
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		0,75	0,62	0,59	0,72	2,68	0,87	0,71	0,69	0,74	3,01
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale		21,33	17,80	16,85	17,09	73,07	22,44	18,08	17,47	18,72	76,71
Vendite di energia elettrica	(TWh)	10,14	9,25	10,18	9,92	39,49	9,22	8,49	9,46	9,90	37,07
Vendite di prodotti petroliferi:	(mln ton)	7,66	8,14	8,47	8,00	32,27	7,87	8,18	8,34	8,53	32,92
<i>Rete Italia</i>		1,38	1,48	1,53	1,42	5,81	1,40	1,48	1,55	1,48	5,91
<i>Extrarete Italia</i>		1,70	1,98	2,07	1,93	7,68	1,68	1,89	1,98	1,99	7,54
<i>Rete resto d'Europa</i>		0,56	0,62	0,66	0,60	2,44	0,59	0,62	0,66	0,61	2,48
<i>Extrarete resto d'Europa</i>		0,56	0,59	0,76	0,72	2,63	0,69	0,78	0,74	0,61	2,82
<i>Extrarete mercati extra europei</i>		0,11	0,12	0,12	0,13	0,48	0,11	0,12	0,12	0,12	0,47
<i>Altre vendite</i>		3,35	3,35	3,33	3,20	13,23	3,40	3,29	3,29	3,72	13,70

2017					2016					2015				
I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
832	827	885	861	852	890	852	864	906	878	860	903	868	998	908
149	146	142	159	149	134	133	131	147	136	130	132	130	138	133
1.795	1.771	1.803	1.892	1.816	1.754	1.715	1.710	1.856	1.759	1.697	1.754	1.703	1.884	1.760
154	100	136	146	134	154	96	125	159	133	165	173	168	169	169
202	218	174	163	189	190	188	187	240	201	186	181	182	192	185
483	453	455	542	483	450	478	453	464	462	459	457	455	524	473
224	226	230	240	230	166	173	185	216	185	179	224	192	160	189
302	345	374	365	347	343	350	330	334	339	342	343	336	343	341
142	136	118	130	132	118	90	103	133	111	100	98	82	100	95
93	108	137	139	119	132	141	133	103	127	109	113	117	201	135
172	164	160	144	160	178	174	171	184	177	128	140	148	170	147
23	21	19	23	22	23	25	23	23	24	29	25	23	25	26
151,3	149,7	156,3	165,0	622,3	151,5	147,5	148,5	161,1	608,6	144,5	153,6	149,8	166,2	614,1
20,64	16,54	15,16	19,00	71,34	21,01	18,51	17,03	20,69	77,24	23,47	20,38	18,30	20,07	82,22
1,59	1,40	1,55	1,64	6,18	1,53	1,31	1,60	1,66	6,10	1,54	1,28	1,51	1,55	5,88
22,23	17,94	16,71	20,64	77,52	22,54	19,82	18,63	22,35	83,34	24,23	20,84	19,10	20,77	84,94
1,05	0,69	0,73	0,84	3,31	0,75	0,66	0,65	0,91	2,97	0,61	0,73	0,68	0,76	2,78
23,28	18,63	17,44	21,48	80,83	23,29	20,48	19,28	23,26	86,31	24,84	21,57	19,78	21,53	87,72
9,37	8,39	8,91	8,66	35,33	9,45	8,64	9,17	9,79	37,05	8,47	8,35	9,00	9,06	34,88
7,93	8,26	8,56	8,46	33,20	7,69	8,71	8,64	8,37	33,41	8,36	9,43	8,85	8,60	35,24
1,42	1,54	1,56	1,49	6,01	1,37	1,50	1,59	1,47	5,93	1,36	1,51	1,58	1,51	5,96
1,68	1,98	2,04	1,94	7,64	1,84	2,01	2,23	2,08	8,16	1,69	1,99	2,17	1,99	7,84
0,58	0,65	0,68	0,62	2,53	0,63	0,71	0,72	0,61	2,66	0,69	0,79	0,77	0,68	2,93
0,68	0,79	0,79	0,77	3,03	0,70	0,81	0,83	0,84	3,18	1,08	0,98	0,90	0,87	3,83
0,11	0,11	0,11	0,12	0,45	0,10	0,11	0,11	0,11	0,43	0,10	0,11	0,11	0,11	0,43
3,46	3,19	3,38	3,52	13,54	3,05	3,57	3,17	3,26	13,05	3,44	4,05	3,33	3,43	14,25

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		5.408	ft ³ gas
					5.800.000	btu			
1 barile/g	(bbl/g)	~50	t/anno						
1 metro cubo	(m ³)	1.000	l petrolio	6,53 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	0,00653 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	947826,7	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	5,408	1	159	0,158984
l	0,035315	0,0063	1	0,001
m ³	35,31485	6,2898	10 ³	1



Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia
Capitale Sociale al 31 dicembre 2019: € 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



