

Fact Book **2017**





Siamo un'impresa dell'energia.

Lavoriamo per costruire un futuro in cui tutti possano
accedere alle risorse energetiche in maniera efficiente e sostenibile.

Fondiamo il nostro lavoro sulla passione e l'innovazione.

Sulla forza e lo sviluppo delle nostre competenze.

Sul valore della persona, riconoscendo la diversità come risorsa.

Crediamo nella partnership di lungo termine
con i Paesi e le comunità che ci ospitano.

M
I
S
S
I
O
N

Fact Book 2017



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 e allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'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.

FACT BOOK

Eni in sintesi	4
Principali dati	6
Exploration & Production	11
Gas & Power	52
Refining & Marketing e Chimica	60

Tabelle

Dati economico-finanziari	73
Personale	85
Dati infrannuali	86

EUROPA

	E&P	G&P	R&MeC
Austria		•	•
Belgio		•	•
Cipro	•		
Croazia	•		
Danimarca			•
Francia		•	•
Germania		•	•
Grecia		•	•
Groenlandia	•		
Irlanda	•		
Italia	•	•	•
Lussemburgo		•	
Montenegro	•		
Norvegia	•		
Paesi Bassi		•	•
Polonia			•
Portogallo	•		
Regno Unito	•	•	•
Repubblica Ceca			•
Repubblica Slovacca			•
Romania			•
Slovenia		•	
Spagna		•	•
Svezia			•
Svizzera		•	•
Turchia		•	•
Ucraina	•		
Ungheria		•	•

ASIA E OCEANIA

	E&P	G&P	R&MeC
Arabia Saudita			•
Australia	•		
Cina	•	•	•
Corea del Sud		•	•
Emirati Arabi Uniti	•	•	
Giappone		•	
Giordania		•	
India	•	•	•
Indonesia	•		
Iraq	•		
Kazakhstan	•		
Kuwait		•	
Myanmar	•		
Oman	•	•	
Pakistan	•		
Russia	•	•	•
Singapore		•	•
Taiwan		•	
Timor Leste	•		
Turkmenistan	•		
Vietnam	•		

AFRICA

	E&P	G&P	R&MeC
Algeria	•		
Angola	•		
Congo	•		•
Costa d'Avorio	•		
Egitto	•	•	•
Gabon	•		•
Ghana	•		•
Kenia	•		
Liberia	•		
Libia	•	•	
Marocco	•		
Mozambico	•		
Nigeria	•	•	
Sudafrica	•		
Tunisia	•	•	•

AMERICA

	E&P	G&P	R&MeC
Argentina	•		
Canada	•		
Ecuador	•		•
Messico	•		
Stati Uniti	•	•	•
Trinidad e Tobago	•		
Venezuela	•		•

ENI È PRESENTE IN

71

PAESI

ENI IN SINTESI

RISULTATI 2017

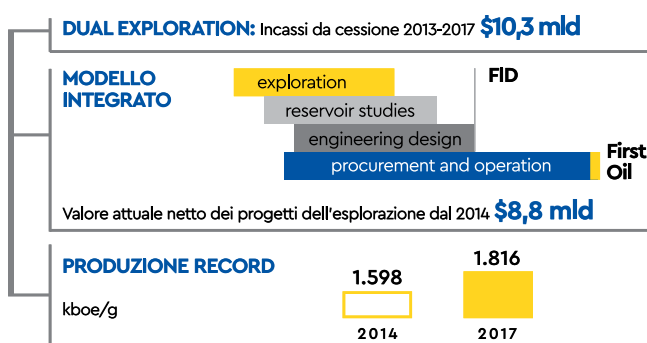
Nel 2017 Eni ha conseguito risultati eccellenti che dimostrano come il processo di profondo cambiamento avviato nel 2014 abbia trasformato Eni in una società in grado di creare valore anche nei momenti di mercato più difficili quali quelli vissuti negli ultimi tre anni, fra i più severi che abbiano mai interessato l'industria petrolifera. L'utile operativo adjusted del 2017 è più che raddoppiato a €5,8 miliardi, con un risultato netto che torna in utile a €2,4 miliardi rispetto alla perdita del 2016, grazie alla crescita dell'upstream e alla ristrutturazione dei business mid-downstream. La generazione di cassa operativa al netto degli anticipi incassati dai partner egiziani per il finanziamento di Zohr e di altre componenti non ricorrenti, è stata solida con €10 miliardi, in crescita del 25% rispetto al 2016, evidenziando un surplus di circa €2,4 miliardi rispetto agli investimenti netti di €7,6 miliardi.

I risultati ottenuti hanno consentito di ridurre a 57 \$/bl il prezzo Brent al quale Eni è in grado di autofinanziare gli investimenti e i dividendi, circa la metà di quello necessario nel 2014 per analoga copertura.

A fine 2017 Eni risulta solida finanziariamente, confermata da un livello di leverage di 0,23 e ben al di sotto del nostro ceiling di 0,30 nonostante tre anni e mezzo di downturn dei prezzi e un gearing di 0,18, il migliore tra i competitor del settore, e oltre €11 miliardi di dividendi corrisposti per cassa nello stesso periodo.

UPSTREAM

LA CRESCITA



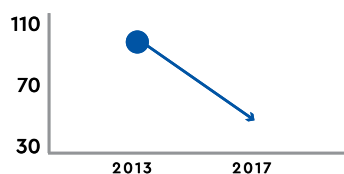
PIÙ VELOCI TIME-TO-MARKET (anni)

■ Dalla scoperta alla FID ■ Dalla FID allo start-up

Industria(*) 4 5

Eni 2 2,5

PIÙ EFFICIENTI: COPERTURA INVESTIMENTI UPSTREAM (\$/bl)



(*) Fonte: Wood Mackenzie.

Dual Exploration Model

Perfezionate le dismissioni del 40% del giacimento super-giant a gas Zohr nell'offshore dell'Egitto – in due distinte transazioni con BP (10%) e Rosneft (30%) – e del 25% dell'Area 4 in Mozambico a ExxonMobil. Nel marzo 2018 definita la cessione di un ulteriore 10% di Zohr con Mubadala Petroleum.

Sviluppo di Zohr

Avviata la produzione del giacimento supergiant a gas con un time-to-market record: meno di due anni dalla FID e meno di due anni e mezzo dalla scoperta.

Risorse esplorative

Nel 2017 aggiunto 1 miliardo di boe equity di cui 800 milioni di boe da esplorazione in house al costo unitario di circa 1 \$/barile.

Messico

Completata con successo la campagna esplorativa nell'Area 1 offshore, grazie all'appraisal della scoperta Tecoalli che fa seguito a quelle di Amoca e Miztòn, con l'incremento delle risorse complessive del blocco fino a 2 miliardi di boe in posto (circa 90% olio). Previsto un piano di sviluppo fast-track.

Portafoglio esplorativo

Eseguito reloading con circa 97.000 km² di nuovo acreage:

- ottenuto il 50% dei diritti di sfruttamento minerari del blocco Isatay nel Mar Caspio Kazako;

- firmato l'EPSA relativo al Blocco 52 offshore in Oman;
- acquisite nuove licenze esplorative in Marocco, Messico, Cipro e Costa d'Avorio.

Riserve certe di idrocarburi

7 miliardi di boe; tasso di rimpiazzo organico al 103% che si ridetermina in 151% escludendo la riclassifica delle riserve non sviluppate in Venezuela ad unproved, così come richiesto dalla normativa SEC.

Progetto Coral

Sanzionato dai partner dell'Area 4 il progetto per lo sviluppo delle riserve esclusive dell'Area 4 in Mozambico pari a 450 miliardi di metri cubi di gas in posto. Per la realizzazione dell'unità di Floating LNG è stato ottenuto un project financing multi source da \$4,7 miliardi.

Sviluppo internazionale Chimica

Avviato in Corea del Sud il nuovo complesso industriale per la produzione di elastomeri premium a tecnologia Versalis, in joint venture con l'operatore locale Lotte Chemical.

Licensing tecnologia EST

Valorizzato il know-how della raffinazione attraverso due accordi di licensing con le società cinesi Sinopec e Zhejiang Petrochemicals per l'utilizzo della tecnologia di conversione Eni Slurry Technology (EST).

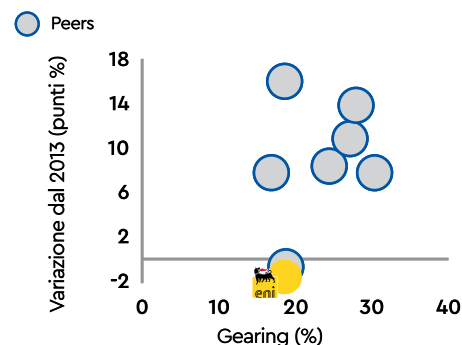
Energie rinnovabili

Concretizzato l'impegno sulle rinnovabili con l'apertura dei primi cantieri in Italia e Algeria e con lo sviluppo di ulteriori iniziative in

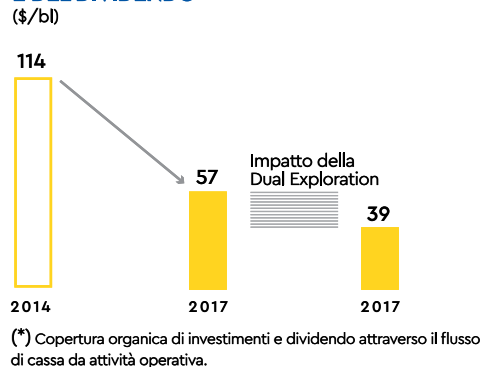
DISCIPLINA FINANZIARIA

GEARING

Peers: Total, Chevron, Statoil, BP, Shell, ConocoPhillips, Exxon



COPERTURA ORGANICA DEGLI INVESTIMENTI E DEL DIVIDENDO^(*)



MID-DOWNSTREAM

RISTRUTTURAZIONE DEL MID-DOWNSTREAM

G&P

- Risultato strutturalmente positivo
- Allineamento dei contratti long-term al mercato
- Recupero Take-or-Pay
- Riduzione costi

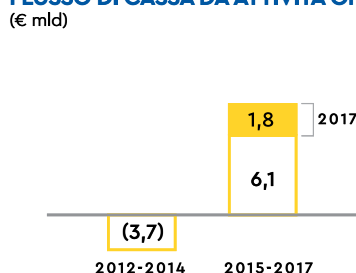
R&M

- Efficienza produttiva
- Razionalizzazione della logistica
- Conversione di due siti in raffinerie green
- Dimezzato il margine di break-even della raffinazione

CHIMICA

- Consolidamento del footprint produttivo
- Focus sui prodotti differenziati
- Sviluppo internazionale

FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITÀ OPERATIVA CUMULATO



Δ CFO 2015-2017 VS. 2012-2014 ~€ 12 mld

Italia e all'estero. Firmato l'accordo di collaborazione con General Electric e con il Ministero dell'Energia kazako e il Memorandum of Understanding con il Ministero dell'Elettricità egiziano per la realizzazione congiunta di nuovi impianti.

Sicurezza delle persone

Migliorato l'indice di frequenza degli infortuni totali registrabili (-6,8% rispetto al 2016), in riduzione sia per i dipendenti (-17,2%) sia per i contrattisti (-2%), grazie all'implementazione di progetti specifici di formazione e sensibilizzazione delle persone Eni. Nel 2017 è stato inaugurato a Gela il nuovo Safety Training Center per la formazione in ambito salute, sicurezza e ambiente.

Climate change

Nell'ambito della strategia volta a ridurre il "carbon footprint" di Eni è stato potenziato il programma di sviluppo del business delle energie rinnovabili che a oggi può contare su circa 20 progetti in esecuzione o prossimi alla FID che incrementeranno di circa 250 MW la capacità generativa di Eni. Inoltre, Eni partecipa alla Task Force sulla financial disclosure sul climate change del Financial Stability Board (TCFD) con l'obiettivo di fornire al mercato informazioni sempre più trasparenti sui rischi e le opportunità legate al cambiamento climatico.

Impegno nella riduzione del flaring

Eni ha aderito alla Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) sponsorizzata dalla Banca Mondiale, un'iniziativa pubblico-privata

che coinvolge compagnie petrolifere internazionali, governi e istituzioni internazionali. Eni ha ridotto il flaring di circa il 68% negli ultimi dieci anni e ha favorito l'accesso all'energia ad oltre 18 milioni di persone nell'Africa Sub-Sahariana.

Emissioni GHG

Incrementate su base lorda del 2,5% rispetto al 2016 per la crescita delle produzioni. L'indice di emissione per barile prodotto è tuttavia diminuito di circa il 3% vs. 2016 e del 19% vs. 2014 in linea con l'obiettivo di lungo termine di una riduzione del 43% al 2025.

Oil spill operativi

I barili sversati a seguito di oil spill operativi (maggiori di un barile), riconducibili per il 94% al settore E&P, sono più che raddoppiati rispetto al 2016. La causa principale è stata la fuoriuscita da serbatoio del Centro Olio Val d'Agri (COVA) dove Eni ha attuato tutte le contromisure necessarie per ridurre al minimo il danno ambientale e per prevenire incidenti futuri attraverso l'upgrading delle infrastrutture.

Diritti umani

Avviato nel 2017 un gruppo di lavoro sui Diritti Umani nel business supportato dal Danish Institute for Human Rights. Il confronto tra i processi aziendali e gli standard internazionali (UN Guiding Principles on Business and Human Rights) ha consentito la definizione di una roadmap per migliorare ulteriormente le performance in materia di Diritti Umani.

PRINCIPALI DATI

PRINCIPALI DATI ECONOMICI E FINANZIARI^(*)(**)

	(€ milioni)	2017	2016	2015	2014	2013
Ricavi della gestione caratteristica		66.919	55.762	72.286	98.218	104.117
di cui: Exploration & Production		19.525	16.089	21.436	28.488	31.264
Gas & Power		50.623	40.961	52.096	73.434	79.619
Refining & Marketing e Chimica		22.107	18.733	22.639	28.994	32.181
Corporate e altre attività		1.462	1.343	1.468	1.429	1.496
Eliminazione utili interni e altre elisioni		(26.798)	(21.364)	(25.353)	(34.127)	(40.443)
Utile (perdita) operativo		8.012	2.157	(3.076)	8.965	10.357
di cui: Exploration & Production		7.651	2.567	(959)	10.727	15.349
Gas & Power		75	(391)	(1.258)	64	(2.923)
Refining & Marketing e Chimica		981	723	(1.567)	(2.811)	(2.261)
Corporate e altre attività		(668)	(681)	(497)	(518)	(736)
Eliminazione utili interni e altre elisioni		(27)	(61)	1.205	1.503	928
Utile (perdita) operativo		8.012	2.157	(3.076)	8.965	10.357
Special items		(1.990)	333	6.426	798	2.157
Utile (perdita) di magazzino		(219)	(175)	1.136	1.460	716
Utile (perdita) operativo adjusted^(a)		5.803	2.315	4.486	11.223	13.230
di cui: Exploration & Production		5.173	2.494	4.182	11.679	15.124
Gas & Power		214	(390)	(126)	168	(622)
Refining & Marketing e Chimica		991	583	695	(412)	(859)
Corporate e altre attività		(542)	(452)	(369)	(443)	(542)
Utile (perdita) netto di Gruppo^(b)		3.374	(1.464)	(8.778)	1.303	5.320
di cui: continuing operations		3.374	(1.051)	(7.952)	1.720	5.808
discontinuing operations			(413)	(826)	(417)	(488)
Utile (perdita) netto adjusted^{(a)(b)}		2.379	(340)	803	3.723	4.707
Flusso di cassa netto da attività operativa		10.117	7.673	12.875	14.469	11.547
Flusso di cassa netto da attività operativa - standalone^(a)		10.117	7.673	12.155	13.544	10.645
Investimenti tecnici		8.681	9.180	10.741	11.178	11.221
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		48.079	53.086	57.409	65.641	64.053
Indebitamento finanziario netto		10.916	14.776	16.871	13.685	14.963
Leverage		0,23	0,28	0,29	0,21	0,23
Capitale investito netto		58.995	67.862	74.280	79.326	79.016
di cui: Exploration & Production		49.801	57.910	53.968	51.061	48.703
Gas & Power		3.394	4.100	5.803	9.031	8.462
Refining & Marketing e Chimica		7.440	6.981	6.986	9.711	11.393

[*] Da continuing operations.

[**] Dal 1° gennaio 2016 Eni ha modificato, su base volontaria, il criterio di valutazione dei costi relativi all'attività esplorativa adottando il metodo dello "sforzo coronato da successo" - Successful Effort Method (SEM). Conseguentemente i dati economici, patrimoniali e finanziari dei comparative periods sono stati riesposti.

[a] Misure di risultato non-GAAP. I dati 2013-2015 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 azionisti Eni.

PRINCIPALI INDICATORI DI MERCATO

		2017	2016	2015	2014	2013
Prezzo medio greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	54,27	43,69	52,46	98,99	108,66
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,130	1,107	1,11	1,329	1,328
Prezzo medio del greggio Brent dated	(€)	48,03	39,47	47,26	74,48	81,82
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$)	5,0	4,2	8,3	3,2	2,4
TTF	(€/mgl di metri cubi)	183	148	210	221	286
PSV	(€/mgl di metri cubi)	211	168	234	246	296

[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^(*)

		2017	2016	2015	2014	2013
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	32.934	33.536	34.196	34.846	36.678
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,33	0,35	0,45	0,71	0,94
di cui: dipendenti		0,30	0,36	0,41	0,56	0,78
contrattisti		0,34	0,35	0,47	0,79	1,01
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(barili)	6.464	5.913	16.481	15.562	7.891
di cui: da atti di sabotaggio e terrorismo		3.236	4.682	14.847	14.401	6.002
operativi		3.228	1.231	1.634	1.161	1.889
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	42,52	41,46	42,32	42,14	47,60
di cui: CO ₂ equivalente da combustione e da processo		32,65	31,99	32,22	31,02	33,07
CO ₂ equivalente da flaring		6,83	5,40	5,51	5,73	9,13
CO ₂ equivalente da metano incombusto e da emissioni fuggitive		1,46	2,40	2,79	3,50	3,47
CO ₂ equivalente da venting		1,58	1,67	1,80	1,89	1,92

Exploration & Production		2017	2016	2015	2014	2013
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.970	12.494	12.821	12.777	12.352
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,28	0,34	0,34	0,56	0,60
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	6.990	7.490	6.890	6.602	6.535
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	10,5	11,6	10,7	11,3	11,1
Produzione di idrocarburi ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	1.816	1.759	1.760	1.598	1.619
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve	(%)	103	193	148	112	105
Profit per boe ^(b)	(\$/boe)	8,7	2,0	(3,8)	9,9	16,2
Opex per boe ^(a)		6,6	6,2	7,2	8,4	8,3
Cash flow per boe ^(a)		20,2	12,9	20,9	30,1	31,9
Finding & Development cost per boe ^{(a)(c)}		10,4	13,2	19,3	21,5	19,2
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	23,45	21,78	23,54	23,56	27,37
Emissioni di CO ₂ eq/produzione lorda di idrocarburi (100% operata) ^(d)	(tonnellate di CO ₂ eq/tep)	0,162	0,166	0,177	0,190	0,223
% di acqua di formazione reiniettata	(%)	59	58	56	56	55
Volume di idrocarburi inviato a flaring	(milioni di metri cubi)	2.283	1.950	1.989	1.767	3.450
di cui: di processo		1.556	1.530	1.564	1.678	3.320
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	3.022	1.097	1.177	936	1.728

(*) Relativi alle continuing operations. I dati del triennio 2014-2016 escludono il contributo Saipem, il cui controllo è stato ceduto nel 2016.

(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: 137 mln di tep, 122 mln di tep, 125 mln di tep, 117 mln di tep e 118 mln di tep rispettivamente nel 2017, 2016, 2015, 2014 e 2013.

Gas & Power		2017	2016	2015	2014	2013
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.313	4.261	4.484	4.561	4.616
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,37	0,29	0,89	0,82	1,48
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	80,83	86,31	87,72	86,11	90,56
di cui: in Italia		37,43	38,43	38,44	34,04	35,86
internazionali		43,40	47,88	52,44	52,27	54,70
Clienti in Italia	(milioni)	7,7	7,8	7,9	7,9	8,0
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	11,23	11,17	10,57	10,12	11,27
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente prodotta (EniPower)	(gCO ₂ eq/kWheq)	395	398	409	409	407
Capacità installata centrali elettriche	(GW)	4,7	4,7	4,9	4,9	4,8
Energia elettrica prodotta	(terawattora)	22,42	21,78	20,69	19,55	21,38
Vendite di energia elettrica		35,33	37,05	34,88	33,58	35,05
Grado di soddisfazione clienti	(scala da 0 a 100)	86,7	86,2	85,6	81,4	80,0

Refining & Marketing e Chimica		2017	2016	2015	2014	2013
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.916	10.858	10.995	11.884	14.146
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,62	0,38	1,07	1,51	2,33
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	194	134	427	225	161
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	7,82	8,50	8,19	8,45	8,90
Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq)	5,18	4,35	6,17	6,84	12,33
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	24,02	24,52	26,41	25,03	27,38
Quota di mercato rete in Italia	(%)	25,0	24,3	24,5	25,5	27,5
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	8,54	8,59	8,89	9,21	9,69
Stazioni di servizio Rete Europa a fine periodo	(numero)	5.544	5.622	5.846	6.220	6.386
Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	1.783	1.742	1.754	1.725	1.828
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia barili/g)	548	548	548	617	787
Capacità delle bioraffinerie	(migliaia di tonnellate/anno)	360	360	360	360	
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)	206	181	179	105	
Emissioni di GHG/quantità lavorate in ingresso (materie prime e semilavorate) dalla raffinerie	(tonnellate CO ₂ eq/kt)	258	278	253	301	252
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	5.818	5.646	5.700	5.283	5.817
Vendite di prodotti petrolchimici		3.712	3.759	3.801	3.463	3.785
Tasso di utilizzo medio degli impianti petrolchimici	(%)	73	72	73	71	65

ENI IN BORSA

Dati per azione

		2017	2016	2015	2014	2013
Utile (perdita) netto ^{(a)(b)}	(€)	0,94	[0,29]	[2,21]	0,48	1,56
Dividendo		0,80	0,80	0,80	1,12	1,10
Dividendi pagati nell'esercizio ^(c)	(€ milioni)	2.881	2.881	3.457	4.006	3.949
Cash flow	(€)	2,81	2,13	3,58	4,01	3,19
Dividend yield ^(d)	(%)	5,7	5,4	5,7	7,6	6,5
Utile (perdita) netto per ADR ^{(b)(e)}	(\$)	2,12	[0,65]	[4,90]	1,27	4,14
Dividend per ADR ^(e)		1,81	1,77	1,77	2,65	2,99
Cash flow per ADR ^(e)		6,35	4,72	7,95	10,66	8,47
Dividend yield per ADR ^{(d)(e)}	(%)	5,7	5,4	5,7	7,6	6,5
Pay-out		85	[197]	[33]	310	77
Numero di azioni a fine periodo	(milioni)	3.601,1	3.634,2	3.634,2	3.634,2	3.634,2
Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio ^(f) (interamente diluito)		3.601,1	3.601,1	3.601,1	3.610,4	3.622,8
Total Shareholder Return (TSR)	(%)	[5,6]	19,2	1,1	[11,9]	1,3

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

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) L'importo 2017 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 \$ sono convertiti ai cambi medi. I dati sui dividendi in dollari sono convertiti al cambio di pagamento.

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

Informazioni riguardanti le azioni

		2017	2016	2015	2014	2013
Prezzo per azione - Borsa di Milano						
Massimo	(€)	15,72	15,47	17,43	20,41	19,48
Minimo		12,96	10,93	13,14	13,29	15,29
Medio		14,16	13,42	15,47	17,83	17,57
Fine periodo		13,80	15,47	13,8	14,51	17,49
Prezzo per ADR^(a) - New York Stock Exchange						
Massimo	(\$)	34,09	33,33	39,29	55,30	52,12
Minimo		29,54	25,00	29,28	32,81	40,39
Medio		31,98	29,74	34,31	47,37	46,68
Fine periodo		33,19	32,24	29,8	34,91	48,49
Media giornaliera degli scambi	(mln di azioni)	13,89	18,41	20,30	17,21	15,44
Controvalore	(€ milioni)	197,0	246,0	312,0	304,0	271,4
Numero azioni in circolazione nell'anno ^(b)	(mln di azioni)	3.601,1	3.601,1	3.601,1	3.610,4	3.622,8
Capitalizzazioni di borsa ^(c)						
EUR	(mld)	50,2	56,2	50,2	52,4	63,4
USD		60,2	59,3	55,7	63,6	87,4

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

(b) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

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

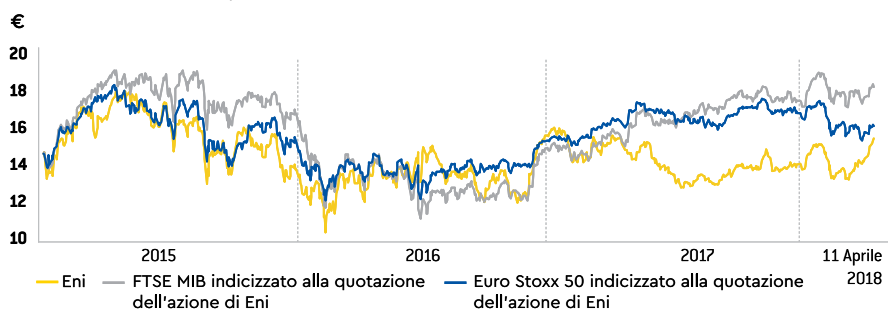
Informazioni riguardanti i collocamenti delle azioni

		2001	1998	1997	1996	1995
Prezzi di collocamento	(€/azione)	13,60	11,80	9,90	7,40	5,42
Numero di azioni collocate	(mln di azioni)	200,1	608,1	728,4	647,5	601,9
di cui: per attribuzione bonus share	(mln di azioni)	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 2017.

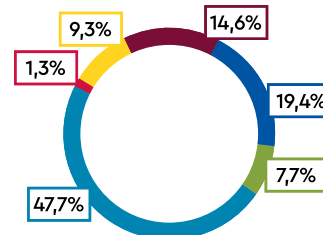
ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'AZIONE ENI SULLA BORSA DI MILANO

[31 Dicembre 2014 - 11 Aprile 2018]



RIPARTIZIONE AZIONARIATO AREA GEOGRAFICA^(*)

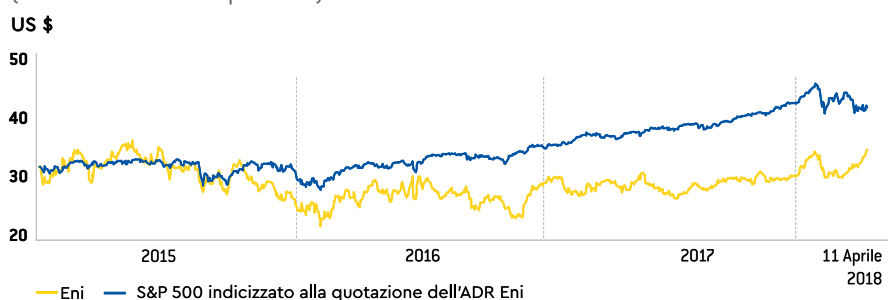
Resto del mondo
Italia
UK/Irlanda
USA e Canada
Altri
Altri Stati UE



[*] Al 10 Gennaio 2018.

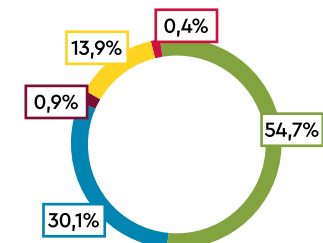
ANDAMENTO DELLE QUOTAZIONI DELL'ADR SULLA BORSA DI NEW YORK

[31 Dicembre 2014 - 11 Aprile 2018]



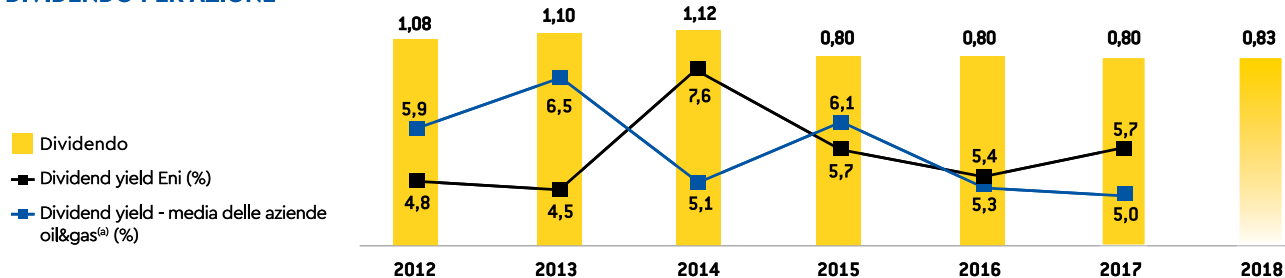
COMPOSIZIONE DELL'AZIONARIATO^(*)

Investitori retail
Azionista pubblico
Investitori istituzionali
Azioni proprie
Altro



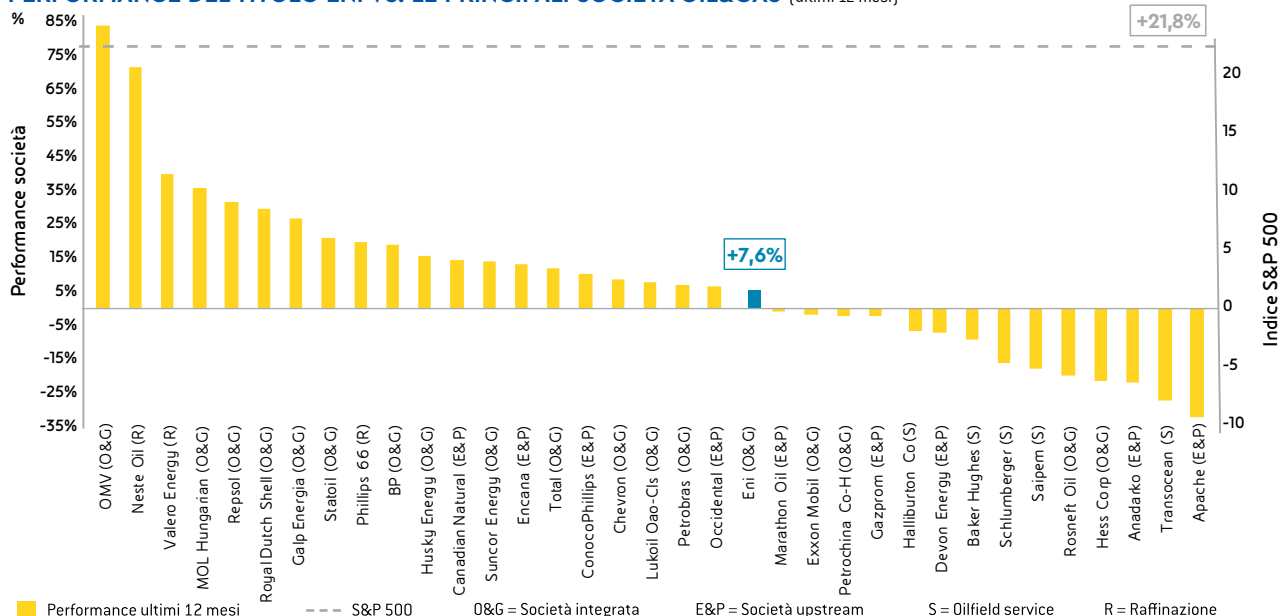
[*] Al 10 Gennaio 2018.

DIVIDENDO PER AZIONE



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

PERFORMANCE DEL TITOLO ENI VS. LE PRINCIPALI SOCIETÀ OIL&GAS (ultimi 12 mesi)





EXPLORATION & PRODUCTION

PERFORMANCE DELL'ANNO

- Si conferma positivo il trend della sicurezza, con l'indice di frequenza infortuni totali registrabili pari allo 0,28, in miglioramento del 18% rispetto al 2016. Sono state implementate nuove iniziative di formazione e addestramento, nonché nuovi progetti di sensibilizzazione HSE. Eni continua a mantenere elevati i livelli di attenzione in tutte le attività.
- L'indice di intensità GHG upstream è migliorato di circa il 3% rispetto al 2016 grazie alle continue azioni di efficienza energetica e al proseguimento di progetti di contenimento delle emissioni fuggitive a seguito delle continue attività di manutenzione sui siti produttivi e nuove iniziative per il miglioramento della configurazione impiantistica. Questi trend confermano i nostri buoni risultati per raggiungere l'obiettivo di riduzione del 43% nel 2025 vs. 2014.
- Il trend di acqua re-iniettata si attesta al livello del 59% per il proseguimento delle iniziative in diversi siti produttivi, in particolare in Congo, Egitto ed Ecuador e il restart di alcuni siti produttivi in Libia.
- Nel 2017 il settore E&P ha più che raddoppiato l'utile operativo adjusted e più che quadruplicato l'utile netto adjusted rispetto al 2016, per effetto della ripresa dello scenario petrolifero (+24% la quotazione Brent), della crescita produttiva e del sensibile ridimensionamento del tax rate.
- Produzione di idrocarburi pari a 1,82 milioni di boe/giorno (+3,2% rispetto al 2016), la più elevata di sempre. Nel dicembre 2017 raggiunto il record assoluto di Eni a 1,92 milioni di boe/giorno. Il contributo da avvio/ramp-up nell'anno è stato di 243 mila boe/giorno. Produzione prevista in crescita nel 2018 (+4% rispetto al 2017).
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2017 ammontano a 7 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 54 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è pari al 103% che si ridetermina in 151% escludendo la riclassifica delle riserve non sviluppate in Venezuela alla categoria unproved, così come richiesto dalla normativa SEC. La vita utile residua delle riserve è di 10,5 anni (11,6 anni nel 2016).

AVVIO DEL PROGETTO ZOHR

Eni ha avviato in meno di due anni dalla FID e meno di due anni e mezzo dalla scoperta, un tempo record per questa tipologia di giacimento, la produzione del super-giant a gas di Zohr. Il progetto Zohr è uno dei 7 progetti record di Eni che rappresentano il successo del modello integrato di esplorazione e sviluppo messo in atto nel corso degli ultimi anni che conducendo in parallelo le fasi di esplorazione, di appraisal e di sviluppo, consente di raggiungere un time-to-market più rapido

e una riduzione dei costi per la messa in produzione delle scoperte. La scoperta, che si trova nel blocco di Shorouk (Eni 60%, operatore) nell'offshore dell'Egitto, ha un potenziale di oltre 850 miliardi di metri cubi di gas in posto (circa 5,5 miliardi di boe).

DUAL EXPLORATION MODEL

Il Dual Exploration Model è un elemento strutturale della strategia Eni che consente di monetizzare anticipatamente le riserve ottenute dai successi esplorativi attraverso la cessione di quote di minoranza dell'asset, mantenendo comunque il controllo e l'operatorship. Sono state concluse grazie a questa formula le cessioni:

- di una quota complessiva del 50% della scoperta giant di Zohr. In particolare nel corso del 2017 sono state concluse le operazioni di cessione del 10% a Bp e del 30% a Rosneft. Nel marzo 2018 è stata definita la cessione di un ulteriore 10% alla Mubadala Petroleum. Il completamento della transazione con Mubadala Petroleum è subordinato alla realizzazione di alcune condizioni e di tutte le autorizzazioni previste;
- di una partecipazione indiretta del 25% nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico, a ExxonMobil.

L'attività esplorativa si conferma ancora elemento distintivo del modello upstream di Eni, garantendo una grande base di risorse a costi bassi, assicurando flessibilità nel breve termine e alimentando la crescita nel lungo.

ESPLORAZIONE

- L'attività esplorativa si conferma ancora elemento distintivo del modello upstream di Eni, garantendo una grande base di risorse a costi bassi, assicurando flessibilità nel breve termine e alimentando la crescita nel lungo. Nel corso del 2017 sono state aggiunte 1 miliardo di boe equity di cui 800 milioni di boe da esplorazione in house al costo unitario di circa 1 \$/barile. Dal 2014 le risorse esplorative scoperte ammontano a più di 4 miliardi di boe, quasi il doppio della produzione equity dello stesso periodo.
- Nel febbraio 2018 è stata effettuata una scoperta gas con il pozzo Calypso 1 nel Blocco 6 (Eni 50%, operatore), nell'offshore di Cipro. Le prime analisi evidenziano la potenzialità della scoperta e confermano l'estensione del tema di ricerca di Zohr.
- Nel febbraio 2018 sono stati firmati con la Repubblica del Libano due contratti di Esplorazione e Produzione per i Blocchi 4 e 9, situa-

ti nelle acque profonde dell'offshore del Libano. Eni partecipa con una quota del 40% in entrambi i blocchi.

- In Oman, è stato firmato con il Governo del Sultanato e la società di stato OQCEP, l'Exploration and Production Sharing Agreement per il Blocco 52 situato nell'offshore del Paese. Contestualmente Eni e la Qatar Petroleum hanno firmato un accordo di assegnazione di una quota del blocco. L'operazione è soggetta all'approvazione delle Autorità competenti del Paese. A seguito degli accordi Eni sarà operatore dell'area con una quota del 55%.
- In Kazakhstan, è stato firmato l'accordo con il Ministero dell'Energia e KMG per il trasferimento ad Eni del 50% dei diritti per la ricerca e la produzione di idrocarburi del blocco Isatay, situato nel Mar Caspio. Il blocco sarà operato da una joint operating company paritetica tra Eni e KMG. Eni potrà fare leva sulle sue tecnologie proprietarie, la sua leadership nell'esplorazione e la consolidata esperienza in aree sfidanti dal punto di vista tecnico e ambientale come quella del bacino del Caspio.
- Finalizzato nel marzo 2017 un farm-in agreement per l'acquisto del 50% del Blocco 11, operato da Total, nell'offshore di Cipro. Il blocco esplorativo di 2.215 chilometri quadrati è prossimo alla scoperta di Zohr.
- Completata con successo la campagna esplorativa dell'Area 1, nell'offshore del Messico. I successi esplorativi e la revisione dei modelli di reservoir hanno consentito di incrementare le risorse complessive del blocco a 2 miliardi di boe in posto, dei quali circa il 90% a olio. Eni ha presentato alle competenti Autorità del Paese il piano per lo sviluppo delle tre scoperte presenti nell'area. Lo start-up della produzione è previsto nel 2019.
- Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di oltre 97.000 chilometri quadrati in quota Eni di nuovo acreage in, oltre i citati Kazakhstan e Oman, Cipro, Costa d'Avorio, Marocco e Messico.
- Gli investimenti nell'esplorazione ammontano a €442 milioni e hanno riguardato in particolare le attività in Cipro, Norvegia, Messico, Egitto, Libia e Costa d'Avorio nonché il completamento di 25 nuovi pozzi esplorativi (15,9 in quota Eni). A fine esercizio risultano 78 pozzi in progress (41,2 in quota Eni).

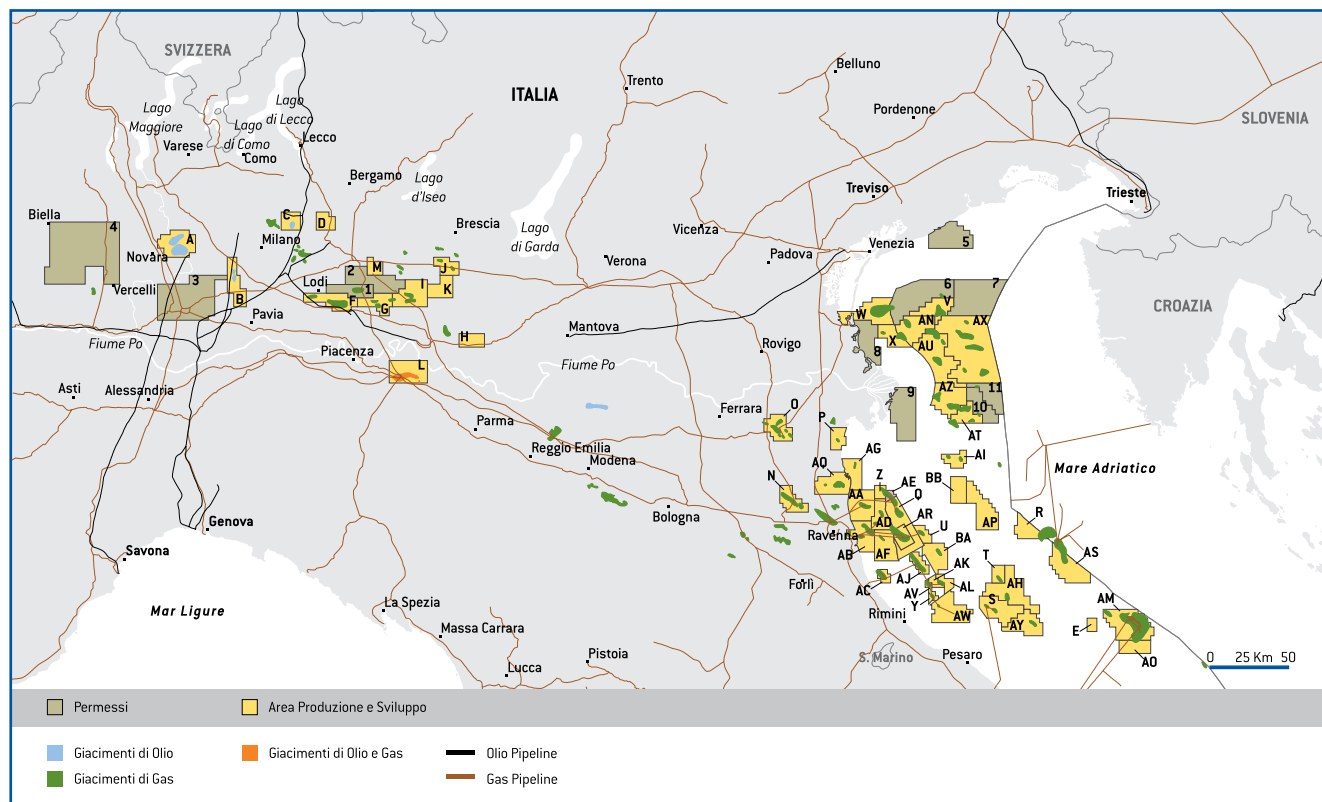
SVILUPPI DI PORTAFOGLIO E DI SOSTENIBILITÀ

- Avviata, in anticipo rispetto alle previsioni, la produzione dei campi operati di East Hub in Angola, Offshore Cape Three Points (OCTP) in Ghana, Jangkrik in Indonesia e il già citato giant Zohr. Il successo del modello Eni è principalmente dovuto all'alto numero di progetti nei quali è operatore, con una produzione di oltre 3,6 milioni boe/giorno, il che consente di avere un approccio fast-track in tutte le fasi progettuali, dall'appraisal, all'ingegneria e infine allo sviluppo, assicurando il massimo controllo dei costi, dei tempi e dei rischi di progetto.
- Nel marzo 2018 sono stati firmati due concession agreement della durata di 40 anni per l'acquisto di una quota del 5% nel giacimento a olio di Lower Zakum e di una quota del 10% nei giacimenti a olio, gas e condensati di Umm Shaif e Nasr nell'offshore degli Emirati Arabi Uniti. Il corrispettivo dell'operazione è pari a circa \$875 milioni.
- Acquisita la quota del 32,5% nel campo a gas di Evans Shoal nella licenza NT/RL7 nell'offshore dell'Australia settentrionale, in prossimità dell'impianto di liquefazione di gas di Darwin, partecipato

da Eni. Il potenziale minerario del giacimento viene stimato in circa 226 miliardi di metri cubi di gas in posto. La transazione ha ricevuto tutte le necessarie approvazioni. A seguito dell'operazione Eni è operatore del permesso con una quota del 65%.

- Siglato con la compagnia di stato Sonangol un accordo che assegna a Eni il 48% e l'operatorship del blocco onshore di Cabinda North in Angola. Il blocco Cabinda North, di cui Eni controllava in precedenza il 15%, si trova in un bacino petrolifero poco esplorato nel nord del Paese, nel quale Eni potrà sfruttare le conoscenze minerarie acquisite dalle attività nelle aree adiacenti situate nella Repubblica del Congo. In caso di scoperte significative, la messa in produzione sarà facilitata dalla presenza di infrastrutture già esistenti. Inoltre, Eni e Sonangol hanno firmato un Memorandum of Understanding per la definizione di progetti congiunti su tutta la catena del valore dell'energia.
- Sanzionato il progetto di sviluppo del giacimento Johan Castberg (Eni 30%) nell'offshore Norvegese. L'area è stimata contenere circa 450-650 milioni di boe di risorse recuperabili. Lo start-up è previsto nel 2022.
- Raggiunto il financial close per il project financing per l'unità galleggiante di liquefazione di gas (FLNG) di Coral South. Coral South FLNG è il primo progetto sanzionato da Eni e dai partner di Area 4 per lo sviluppo delle considerevoli risorse di gas scoperte nel bacino di Rovuma, al largo del Mozambico.
- La strategia integrata di lungo termine elaborata da Eni per intraprendere il proprio percorso verso gli obiettivi di decarbonizzazione è basata sull'abbattimento delle emissioni dirette di CO₂ e ulteriore incremento dell'efficienza delle attività operative; mantenimento di un portafoglio di progetti a basso potenziale di emissioni di CO₂, promozione dell'utilizzo del gas come fonte di transizione per la generazione elettrica ed integrazione del business tradizionale con la generazione di energia da fonti rinnovabili, cogliendo tutte le possibili sinergie industriali, logistiche, contrattuali e commerciali. L'impegno di Eni nel perseguire tali obiettivi è confermato dai recenti accordi raggiunti in Algeria, Angola e Ghana nonché dai progetti in corso in particolare in Mozambico, Egitto e Indonesia.
- La sostenibilità del business nel medio lungo termine rimane fattore chiave nella strategia di crescita di Eni, con iniziative di supporto allo sviluppo locale sempre più integrate nelle attività di business. In particolare Eni è impegnata nella diffusione dell'accesso all'energia efficiente e sostenibile anche attraverso il supporto alla capacità locale di generazione di energia, e contribuisce ad uno sviluppo industriale ed economico sostenibile, con il trasferimento di know-how e tecnologia e iniziative in ambito sanitario, istruzione e formazione professionale. Il fattore chiave nella strategia di lungo termine è legare la crescita delle nostre attività alla crescita dei Paesi in cui operiamo.
- Investiti €7.236 milioni nell'avanzamento di importanti progetti di sviluppo e nel mantenimento dei plateau produttivi, in particolare in Egitto, Ghana, Angola, Congo, Algeria, Iraq e Norvegia. Gli investimenti si rideterminano sulla base degli accordi di cessione del Dual Exploration Model in €6 miliardi, in riduzione del 16% rispetto al 2016, su base omogenea.
- Nel 2017 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €83 milioni (€62 milioni nel 2016).

I PAESI DI ATTIVITÀ



ITALIA

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2017 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 134 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 20.332 chilometri quadrati (16.380 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività operate di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione (50 nell'onshore e 62 nell'offshore) e permessi di ricerca (13 nell'onshore e 9 nell'offshore).

Mare Adriatico e Ionico

Produzione I giacimenti hanno fornito nel 2017 il 48% della produzione Eni in Italia, principalmente gas. I principali sono Barbara, Cervia/Arianna, Annamaria, Luna, Angela, Hera Lacinia e Bonaccia. La produzione è operata attraverso 69 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.

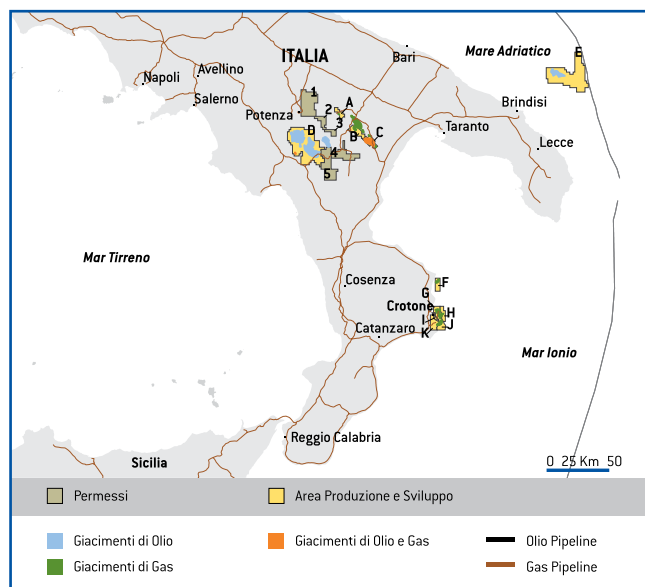
Sviluppo Nell'offshore Adriatico le iniziative di sviluppo hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nei campi di Barbara e Porto Garibaldi-Agostino; (ii) l'avvio del progetto Poseidon, realizzato in collaborazione con Enti e Istituti scientifici nazionali, con l'obiettivo di convertire alcune piattaforme in

stazioni scientifiche per lo studio dell'ambiente marino; e (iii) nell'ambito degli accordi con il Comune di Ravenna, sono proseguite le attività dei progetti di tutela ambientale ed iniziative di formazione a supporto dell'occupazione giovanile attraverso l'avvio di programmi di Alternanza Scuola-Lavoro e di Apprendistato di Primo Livello.

Appennino Centro-Meridionale

Produzione Eni è operatore della concessione Val d'Agri (Eni 60,77%) in Basilicata. La produzione proveniente dai giacimenti Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone è trattata presso il centro olio di Viggiano. Nel 2017 i giacimenti hanno fornito il 38% della produzione Eni in Italia. Il 18 luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera presso il Centro Olio Val d'Agri ("COVA") avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione Basilicata, una volta completati gli accertamenti e le verifiche che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. L'interruzione dell'attività del COVA avveniva il 18 aprile 2017. Maggiori informazioni sono fornite nella nota al bilancio consolidato n. 38 "Garanzie, impegni e rischi".

Sviluppo Nel corso dell'anno sono stati completati 10 dei 35 progetti avviati nell'ambito dell'Addendum 2014 al protocollo di accordo con la Regione Basilicata, con iniziative di natura ambientale, sociale nonché programmi per lo sviluppo sostenibile. Inoltre sono stati avviati progetti di Alternanza Scuola-Lavoro e di Apprendistato di Primo Livello. Proseguono gli impegni definiti dall'Accordo Gas per l'erogazione di un contributo a sostegno della spesa per il consumo di gas nei Comuni della Val d'Agri e per programmi di efficientamento energetico.



Sicilia

Produzione Eni è operatore in 12 concessioni di coltivazione nell'onshore e 3 nell'offshore siciliano, che nel 2017 hanno prodotto circa il 10% della produzione Eni in Italia. I principali giacimenti sono Gela, Tresauco, Giaurone, Fiumetto, Prezioso e Bronte.

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, proseguono le attività per lo sviluppo dei giacimenti offshore Argo e Casiopea. È stato presentato alle competenti Autorità un progetto di ottimizzazione delle attività con l'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale. L'ottimizzazione del piano di sviluppo prevede importanti sinergie con la Raffineria di Gela attraverso il recupero di alcune aree già bonificate per la realizzazione degli impianti di trattamento del gas. Le attività programmate sono in attesa di autorizzazione da parte delle competenti Autorità. Inoltre nell'ambito delle iniziative di sviluppo sostenibile previste dal Protocollo d'Intesa in accordo con il comune di Gela e la Regione Sicilia sono: (i) stati firmati accordi attuativi per la riqualifica del territorio e il rilancio delle attività economiche; e (ii) proseguiti i progetti di Alternanza Scuola-Lavoro, di Apprendistato di Primo Livello, le iniziative contro la dispersione scolastica e borse di studio universitarie.

RESTO D'EUROPA

Norvegia

Eni è presente in Norvegia dal 1965. 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 6.740 chilometri quadrati (2.117 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2017 la produzione Eni nel Paese è stata di 129 mila boe/giorno.

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

Mare di Norvegia

Produzione Eni partecipa in 10 licenze produttive. I principali giacimenti sono Åsgard (Eni 14,82%), Kristin (Eni 8,25%), Heidrun (Eni 5,17%), Mikkel (Eni 14,9%), Tyrihans (Eni 6,2%), Marulk (Eni 20%, operatore) e Morvin (Eni 30%) che nel 2017 hanno fornito il 57% della produzione Eni del Paese. Le facility di Åsgard raccolgono la produzione gas dei giacimenti della zona per il successivo trasferimento via pipeline al centro di trattamento di Karsto e da lì in Europa presso il terminale di Dornum in Germania. La produzione di liquidi dell'area, ottenuta prevalentemente mediante FPSO, è venduta FOB.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente attività di infilling a sostegno della produzione nei giacimenti Heidrun, Åsgard e Norne (Eni 6,9%).

Esplorazione Eni partecipa in 32 licenze con quote comprese tra il 5% e il 50%, quattro delle quali operate.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta Cape Vulture a gas e olio nelle licenze PL 128/128D (Eni 11,5%), in prossimità degli impianti in produzione del giacimento Norne. La scoperta è stimata in circa 130 milioni di boe in posto.

Mare del Nord norvegese

Produzione Eni partecipa in 2 licenze produttive. La principale licenza produttiva è la Great Ekofisk Area nella PL 018 (Eni 12,39%), che include il giacimento Ekofisk e i giacimenti satelliti di Eldfisk ed Embla. Nel 2017 la Great Ekofisk Area ha prodotto circa 23 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 18% della produzione Eni del Paese. La produzione è trasportata via pipeline presso il terminale di Teesside nel Regno Unito per il petrolio e il terminale di Emden in Germania per il gas.

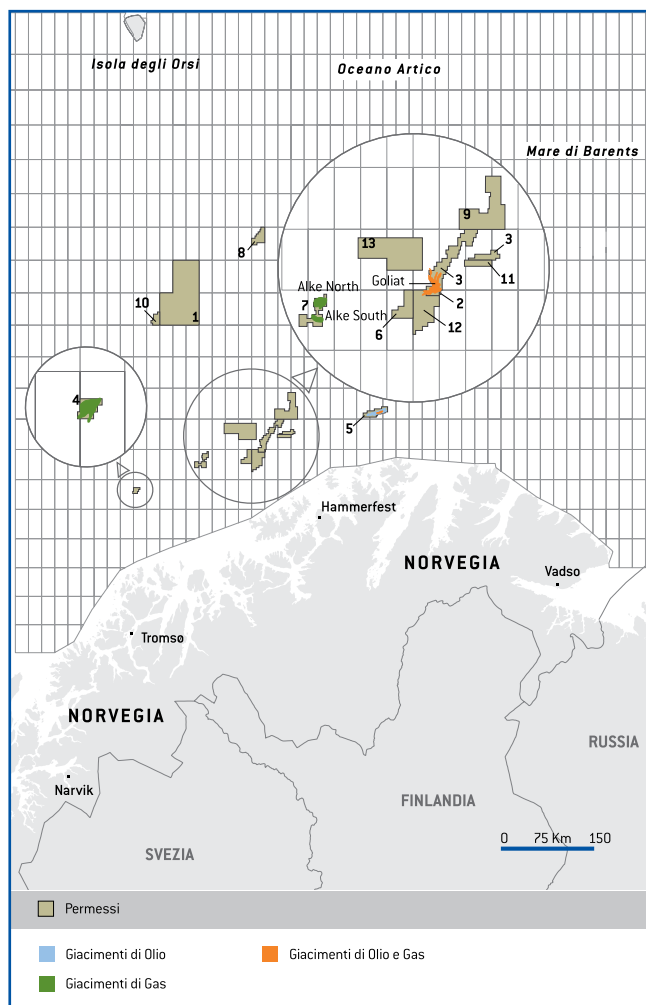
Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente attività di infilling a sostegno della produzione nei giacimenti Ekofisk e Eldfisk.

Esplorazione Eni partecipa in 6 licenze con quote comprese tra il 12% e il 70%, due delle quali operate.

Mare di Barents

Eni partecipa in 13 licenze con quote comprese tra il 30% e il 90%, di cui 8 come operatore nel Mare di Barents. Si tratta di un'area strategica considerata l'entità delle risorse in sviluppo. In considerazione degli specifici temi di protezione ambientale nella regione, le attività sono pianificate e svolte nel rispetto dei più rigorosi standard di sicurezza e tutela delle persone e dell'ambiente.

Produzione La produzione è fornita dal giacimento di Goliat (Eni 65%, operatore) che nel 2017 ha prodotto 28 mila boe/giorno in quota Eni pari al 22% della produzione Eni nel Paese. La produzione avviene attraverso un sistema sottomarino composto da 22 pozzi allacciati al più grande e sofisticato impianto di produzione e stoccaggio cilindrico del mondo (FPSO) attraverso un sistema di condotte sottomarine per la produzione e per l'iniezione. L'utilizzo delle più avanzate tecnologie per la prevenzione e risposta a possibili sversamenti accidentali di olio in mare, l'alimentazione elettrica della piattaforma dalla terraferma, la re-iniezione in giacimento di acqua e gas e zero flaring di gas in condizioni normali di produzione consentono di minimizzare l'impatto ambientale.



Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente la perforazione e successiva messa in produzione di due nuovi pozzi iniettori e di un pozzo produttore nel giacimento di Goliat.

È stata raggiunta la Final Investment Decision (FID) del progetto di sviluppo del giacimento Johan Castberg (Eni 30%). L'area è stimata contenere circa 450-650 milioni di boe di risorse recuperabili. Lo start-up è previsto nel 2022.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta Kayak nella licenza PL 532 (Eni 30%), mineralizzata a olio. Quest'ultimo pozzo si trova in prossimità dell'area in sviluppo Johan Castberg sempre nella medesima licenza. La stima preliminare delle dimensioni della scoperta Kayak sono di 220 milioni di boe in posto.

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 6.207 chilometri quadrati (5.805 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2017, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 57 mila boe/giorno.

Nell'ambito della razionalizzazione del portafoglio, è stata completata la cessione di tre asset esplorativi e produttivi nel Paese.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Regno Unito 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 sono Elgin/Franklin (Eni 21,87%), Glenelg (Eni 8%), J-Block e Jasmine (Eni 33%) e Jade (Eni 7%).

Sviluppo Nel corso del 2017 sono state completate le operazioni di perforazione del pozzo di infilling in Elgin Franklin, messo in produzione alla fine dell'anno.

Esplorazione Eni partecipa in 14 blocchi esplorativi con quote comprese tra il 9% e il 100%, 10 dei quali operati.



AFRICA SETTENTRIONALE

Algeria

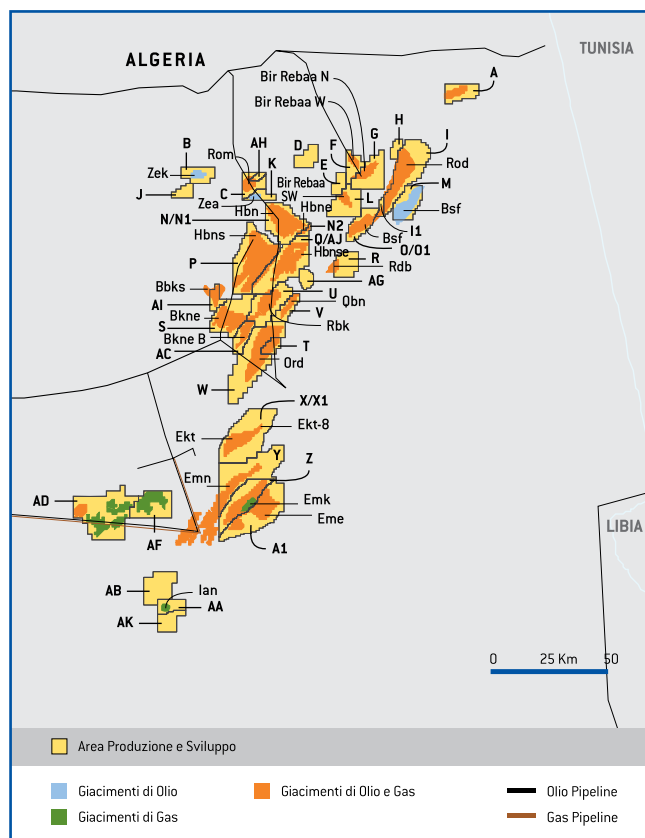
Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2017 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 90 mila boe/giorno. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 3.359 chilometri quadrati (1.141 chilometri quadrati in quota Eni).

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) il Blocco 212 (Eni 22,38%) in cui sono state effettuate scoperte esplorative.

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 2017 l'area ha fornito circa il 21% della produzione in quota Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN e ROM e satelliti. La produzione di 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 infilling e ottimizzazione della produzione, in particolare nel campo di Zea.

Blocchi 401a/402a

Produzione Nel 2017 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 infilling e ottimizzazione della produzione dei campi ROD e SF/SFNE.

Blocco 403

Produzione Nel 2017 l'area ha fornito circa il 9% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti BRN, BRW e BRWS.

Nel giugno 2017 è stato firmato l'accordo di estensione contrattuale per 15 anni dei giacimenti del Blocco 403. L'accordo prevede la possibilità di sviluppo del potenziale gas dell'area anche attraverso l'utilizzo delle facility di trattamento del progetto MLE del Blocco 405b. Inoltre è prevista la possibilità di estensione contrattuale per ulteriori 10 anni. L'accordo ha ricevuto tutte le necessarie autorizzazioni previste dal Paese.

Nel dicembre 2017 Eni e la compagnia di stato Sonatrach hanno firmato un Memorandum d'Intesa nello sviluppo di progetti nel settore delle rinnovabili. In particolare l'accordo prevede la realizzazione e studi di fattibilità di unità di produzione di energia solare in aree produttive operate dalla stessa compagnia di stato. L'accordo conferma l'impegno Eni di promuovere lo sviluppo sostenibile nei Paesi in cui opera nell'ambito della strategia di transizione energetica che include l'utilizzo sempre maggiore di energia da fonti rinnovabili. Inoltre nel corso dell'anno sono state avviate le attività per la realizzazione di un impianto fotovoltaico di 10 Megawatt per la fornitura di energia elettrica al giacimento di Bir Rebaa Nord, nel Blocco 403, così come previsto dagli accordi definiti.

Blocco 404

Produzione Nel 2017 l'area ha fornito circa il 22% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN e HBNS.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato attività di workover sui giacimenti HBNS, HBNN e Ourhoud.

Blocco 405b

Produzione Nel 2017 l'area ha fornito circa il 15% della produzione Eni nel Paese, principalmente dal progetto MLE-CAFC. L'impianto di trattamento ha una capacità produttiva su base giornaliera di 9 milioni di metri cubi di gas, 15 mila barili di olio e condensato e 12 mila barili di GPL. L'export dei prodotti avviene attraverso quattro pipeline collegate al network del Paese.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento dell'impianto di trattamento, con capacità pari a 32 mila barili/giorno, del progetto CAFC olio; e (ii) il proseguimento delle attività di drilling pianificate nell'area nonché attività di infilling sul progetto MLE.

Blocco 208

Produzione Nel 2017 il blocco ha fornito circa il 16% 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 produttivi e di water injection.

Libia

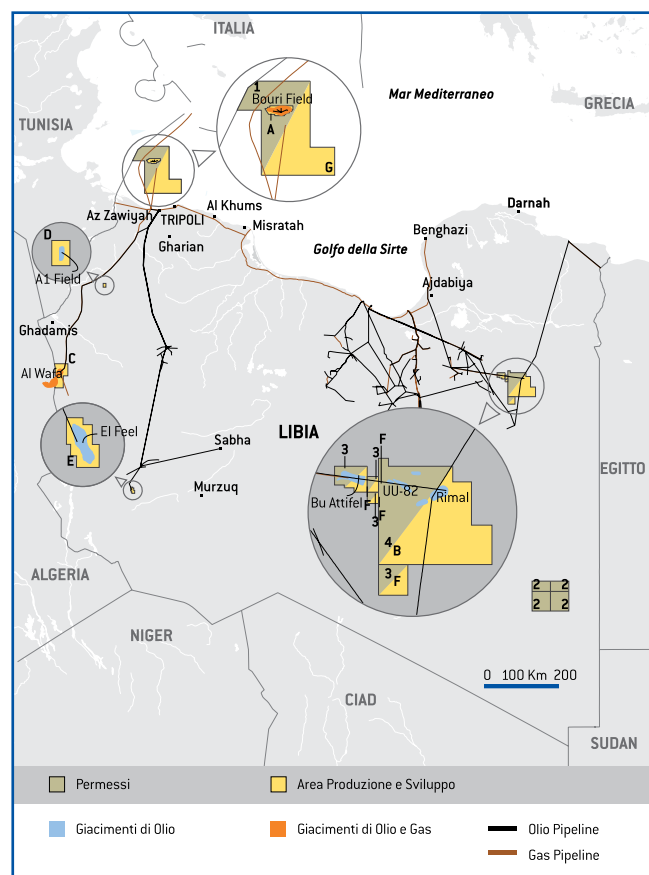
Eni è presente in Libia dal 1959. L'attività è condotta nell'offshore mediterraneo di fronte a Tripoli e nel deserto libico per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 26.636 chilometri quadrati (13.294 chilometri quadrati in quota Eni). L'attività di esplorazione e sviluppo è raggruppata in 6 contratti; onshore: (i) Area A, compren-

dente 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 (Elephant) (Eni 33,3%); (iv) Area F, con il Blocco 118 (Eni 50%) e (v) 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%); e (ii) Area D, con il Blocco NC 41, parte del Western Libyan Gas Project.

Nella fase esplorativa, Eni è operatore nelle Aree Contrattuali onshore A e B e offshore D.

Nel recente passato la Libia è stato uno dei Paesi maggiormente esposti a rischio politico per Eni. Da circa un paio d'anni le attività petrolifere Eni nel Paese marcano con una certa regolarità con episodi di disruption sempre più rari, benché non del tutto assenti. Nel 2017 la produzione in quota Eni è stata di 384 mila boe/giorno, il livello più elevato registrato storicamente da Eni nel Paese. Nonostante i recenti sviluppi positivi, il management ritiene che la situazione geopolitica della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il prossimo futuro. Per maggiori informazioni si rinvia alla sezione Fattori di rischio della Relazione Finanziaria Annuale 2017.

Le attività Eni in Libia sono regolate da contratti di Exploration and Production Sharing (EPSA) che hanno durata fino al 2042 per le produzioni a olio e al 2047 per quelle a gas.



Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) l'installazione, il commissioning e l'avvio produttivo di una nuova FSO nel giacimento di Bouri; (ii) la seconda fase di sviluppo del giacimento Bahr Essalam. Sono state avviate le attività di installazione delle facility

offshore e il completamento dei pozzi. Lo schema di sviluppo prevede la perforazione e il completamento di dieci pozzi produttivi. Lo start-up è previsto nel corso del 2018; e (iii) la perforazione e allacciamento di due ulteriori pozzi produttivi nel giacimento Wafa. Sono in corso le attività di upgrading della capacità di compressione di Wafa per sostenere la produzione di gas naturale con completamento previsto nel 2018.

Nel marzo 2017 è stato firmato un Memorandum of Understanding per la realizzazione di interventi nell'ambito della salute ed educazione nelle comunità locali. In particolare sono stati definiti i primi due programmi di intervento: (i) ristrutturazione della clinica presso l'area di Jalo; e (ii) la realizzazione di una pipeline per l'impianto di desalinizzazione per fornire acqua potabile alle comunità dell'area.

Inoltre Eni è impegnata in altri programmi a supporto delle comunità del Paese con: (i) iniziative in ambito sanitario e di accesso all'acqua e all'energia nelle aree produttive di Bu Attifel ed El Feel; e (ii) programmi di formazione in ambito medico e nel settore oil&gas.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nell'area contrattuale D con una nuova scoperta a gas e condensati. La scoperta è situata in prossimità dei campi in produzione di Bouri e di Bahr Essalam. Il successo esplorativo rientra nella strategia Eni di esplorazione near-field che, in caso di successo, permette di sfruttare le sinergie con le infrastrutture produttive esistenti riducendo il tempo di messa in produzione della scoperta e permettendo di fornire nuova produzione di gas destinata al mercato locale e all'export. Nell'aprile 2017, le Autorità del Paese hanno esteso il periodo esplorativo della licenza fino al 2019.

Tunisia

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2017 la produzione in quota Eni è stata di 9 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 3.600 chilometri quadrati (1.558 chilometri quadrati in quota Eni).

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

Produzione La produzione è fornita principalmente dai blocchi offshore di Maamoura e Baraka (entrambi operati con una quota del 49%) e onshore di Adam (Eni 25%, operatore), Oued Zar (Eni 50%, operatore), Djebel Grouz (Eni 50%, operatore), 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.

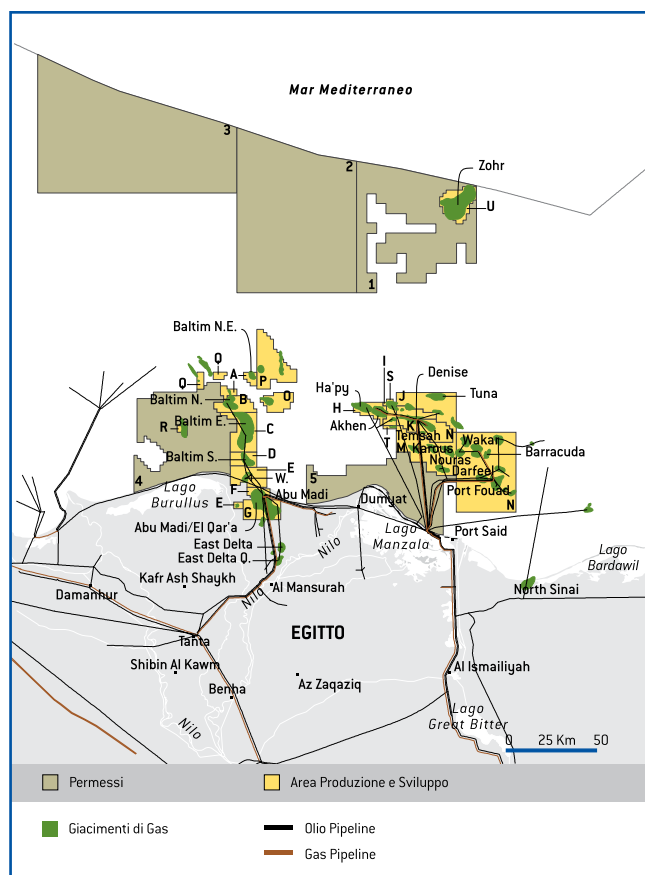
Egitto

Eni è presente in Egitto dal 1954; nel 2017 la produzione di idrocarburi è stata di 230 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando circa il 13% della produzione annuale Eni di idrocarburi. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 25.375 chilometri quadrati (9.192 chilometri quadrati in quota Eni). Le principali attività produttive Eni sono condotte: (i) nel Golfo di Suez, principalmente nel giacimento Belayim (Eni 100%) e nel Western Desert, essenzialmente nella concessione Melehia (Eni 76%), Ras Qattara (Eni 75%), Raml (Eni 45%) e West Razzaq e Kanayis (Eni 100%) con

produzione di petrolio e condensati; (ii) nelle concessioni operate o partecipate di North Port Said (Eni 100%), di El Tamsah (Eni 50%), di Baltim (Eni 50%), di Ras el Barr (Eni 50%, non operatore) e del Delta del Nilo (Eni 75%) con produzione prevalentemente a gas. Nel 2017, la produzione di queste concessioni ha rappresentato circa il 95% della produzione in quota Eni del Paese.

Inoltre Eni opera il blocco offshore di Shorouk (Eni 60%), dove è localizzato il giacimento giant a gas di Zohr avviato in produzione alla fine del 2017.

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



Blocco Shorouk

Nell'ambito della strategia Eni di Dual Exploration che consente di perseguire contemporaneamente al rapido sviluppo delle riserve scoperte, la loro parziale diluizione al fine di anticiparne la monetizzazione del valore, è stata completata, con l'approvazione del governo egiziano, la cessione di una quota complessiva del 40% di Zohr nel blocco offshore di Shorouk. In particolare gli accordi di cessione hanno riguardato: (i) una quota del 10% a BP, per un ammontare pari a \$375 milioni e il rimborso pro-quota degli investimenti sostenuti per circa \$150 milioni; e (ii) una quota del 30% a Rosneft, per un ammontare di \$1.125 milioni e il rimborso pro-quota degli investimenti sostenuti per circa \$450 milioni.

Nel marzo 2018 è stata definita la cessione di un'ulteriore quota del 10% del giacimento Zohr a Mubadala Petroleum, per un ammontare pari a \$934 milioni. Il completamento della transazione è subordinato alla realizzazione di alcune condizioni e di tutte le autorizzazioni previste.

Nel dicembre 2017, è stata avviata in meno di 2 anni e mezzo dalla scoperta, un tempo record per questa tipologia di giacimento, la produzione a gas di Zohr, attraverso pozzi e facility sottomarine. La produzione è attualmente convogliata tramite sealine al primo e al secondo treno di trattamento del nuovo impianto onshore con una capacità di circa 20 milioni di metri cubi/giorno. Lo schema di progetto di Zohr prevede la realizzazione di altri 6 treni di trattamento gas che consentiranno il ramp-up della produzione fino a raggiungere il livello di plateau pari a circa 76 milioni di metri cubi/giorno. Proseguono le attività di sviluppo con le attività di drilling con progressivo avvio produttivo dei 20 pozzi pianificati, di cui 6 attualmente completati; e la costruzione delle facility di trattamento. Il giacimento ha un potenziale di oltre 850 miliardi di metri cubi di gas in posto (circa 5,5 miliardi di boe).

Nell'ambito delle iniziative di social responsibility, è stata completata 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. Nel marzo 2017 è stato firmato con le Autorità locali un Memorandum of Understanding. L'accordo, che affianca le attività di sviluppo, è finalizzato ad implementare nel corso dei prossimi quattro anni diverse iniziative di supporto socio-economico e sanitario delle comunità locali nell'area di Zohr e Port Said. I programmi, per un valore complessivo di \$20 milioni, saranno completamente finanziati da Eni e dai suoi partner del progetto Zohr. Sono state identificate tre principali aree di intervento: (i) acquacoltura e attività ittiche; (ii) progetti sanitari; e (iii) programmi a supporto dei giovani. Nel 2018 è prevista la costruzione di una clinica e di un centro giovanile nella zona sud-occidentale di Port Said; l'avvio delle attività per un centro di acquacoltura prossimo agli impianti onshore di Zohr.

Golfo di Suez

Produzione La produzione dell'area è fornita principalmente dal giacimento Belayim, la prima grande scoperta a olio nel Paese, che ha prodotto circa 67 mila barili/giorno (39 mila in quota Eni) nel 2017.

Sviluppo Sono state eseguite attività di infilling e ottimizzazione della produzione nella concessione per sostenere la capacità produttiva.

North Port Said

Produzione Nel 2017 la produzione della concessione è stata di circa 23 mila boe/giorno (circa 17 mila in quota Eni), circa 3 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.

Sviluppo Sono state eseguite attività di infilling e ottimizzazione della produzione nella concessione per sostenere la capacità produttiva.

Baltim

Produzione Nel 2017 la produzione della concessione è stata di circa 23 mila boe/giorno (circa 7 mila in quota Eni); circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 3 mila barili/giorno di condensati.

È stato sanzionato il progetto offshore di sviluppo Baltim South West che prevede la messa in produzione di 6 pozzi attraverso l'installazio-

The map illustrates the oil and gas resources of Angola. Key features include:

- Geographical Context:** Neighboring countries are Congo, Cabinda, and the Repubblica Democratica del Congo. The Atlantic Ocean (Oceano Atlantico) is to the west.
- Oil and Gas Fields:** Numerous fields are labeled, including Baku, Gela, Kuma, and others. Some fields are numbered (1-14).
- Pipelines:** Black lines represent oil pipelines, and orange lines represent gas pipelines.
- Production and Development Areas:** Yellow shaded regions indicate areas of oil and gas production and development.
- Legend:**
 - Blue square: Giacimenti di Olio (Oil fields)
 - Green square: Giacimenti di Gas (Gas fields)
 - Orange square: Area Produzione e Sviluppo (Production and Development Area)
 - Black line: Olio Pipeline (Oil Pipeline)
 - Orange line: Gas Pipeline (Gas Pipeline)
- Scale:** A scale bar at the bottom right indicates distances of 0, 25, and 50 km.

Blocco 15/06

Produzione La produzione del blocco è fornita principalmente dai due progetti West Hub e East Hub.

Il progetto West Hub rappresenta la prima attività produttiva operata da Eni nel Paese. Lo schema di sviluppo prevede l'allacciamento sequenziale alla FPSO N'Goma delle numerose scoperte dell'hub a sostegno del plateau produttivo.

Nel febbraio 2017, è stata avviata la produzione del progetto East Hub, in anticipo di 5 mesi rispetto ai piani di sviluppo e con un time-to-market tra i migliori dell'industria. Lo start-up è stato conseguito con il collegamento del campo di Cabaça South East alla FPSO Olombendo. Lo sviluppo del Blocco 15/06, tramite i progetti West Hub e East Hub, avviene nel rispetto della policy zero flaring e zero water discharge, include pozzi di iniezione acqua e gas.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente il progetto West Hub: (i) il completamento delle attività di progetto del giacimento a olio di Ochigufu. L'avvio produttivo è stato raggiunto nel marzo 2018, in un anno e mezzo dal conseguimento della FID; e (ii) il progetto Vandumbu, con start-up previsto nel 2019.

Esplorazione Nel novembre 2017 è stata firmata l'estensione fino al 2020 dei diritti esplorativi nell'area; questo permetterà ad Eni di sfruttare tutto il potenziale esplorativo near-field in un bacino estremamente prolifico.

Blocco 0

Produzione Nel 2017 la produzione del blocco è stata di circa 298 mila boe/giorno (29 mila in quota Eni) fornita principalmente dai giacimenti Takula, Malongo e Mafumeira nell'Area A (19 mila boe/giorno in quota Eni) e dai giacimenti di Bomboco, Kokongo, Lomba, N'Dola, Nemba e Sanha nell'Area B (10 mila barili in quota Eni). Il gas associato alla produzione del Blocco 0 è inviato, attraverso il 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 la perforazione dei pozzi di sviluppo del progetto in produzione Mafumeira Sul.

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 2017 la produzione complessiva dell'area è stata di circa 32 mila boe/giorno (3 mila in quota Eni).

Blocco 14

Produzione Nel 2017 le Development Area del Blocco 14 hanno prodotto circa 102 mila boe/giorno (14 mila 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 Congo River Crossing all'impianto di liquefazione A-LNG (v. di seguito).

Blocco 15

Produzione Nel 2017 il blocco ha prodotto circa 293 mila boe/giorno (38 mila in quota Eni). I principali giacimenti in produzione

sono: (i) Hungo/Chocalho, avviati nel 2004 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. **Sviluppo** Le attività di sviluppo hanno riguardato il completamento delle attività di sviluppo del progetto Kizomba Satellite Fase 2 e attività di infilling nell'area.

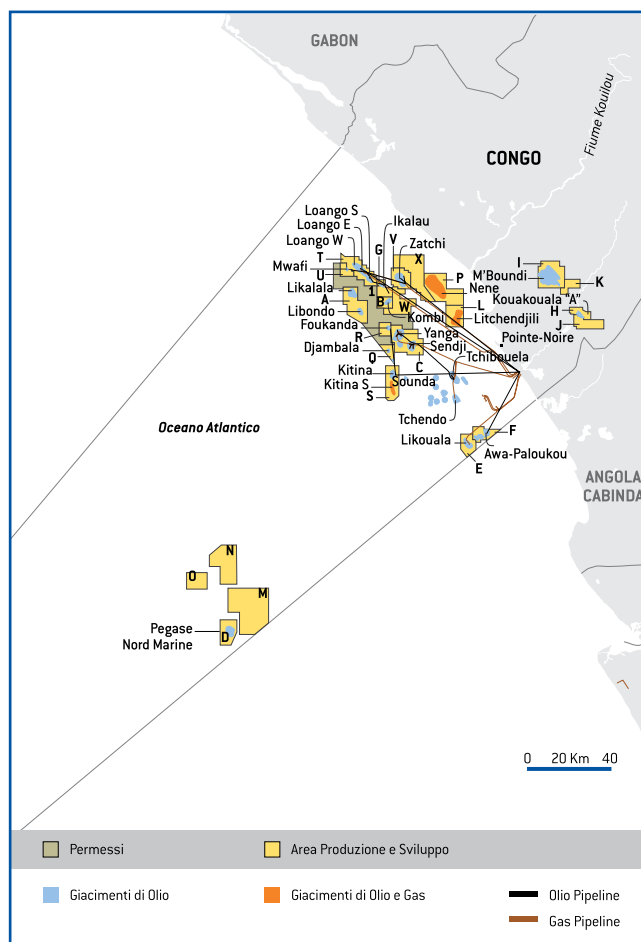
Angola GNL

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 2017 è stata di circa 20 mila boe/giorno in quota Eni.

Congo

Eni è presente in Congo dal 1968. La produzione in quota Eni nel 2017 è stata di 83 mila boe/giorno. L'attività è condotta nell'offshore convenzionale e profondo di fronte a Pointe-Noire e nell'area di Koulou 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 Zatchi (Eni 55,25%), Loango (Eni 42,5%), Ikalou (Eni 100%), Djambala (Eni 50%), Foukanda e Mwafi (Eni 58%), Kitina (Eni 52%), Awa Paloukou (Eni 90%), M'Boundi (Eni 83%), Kouakouala (Eni 75%), Nené Marine e Litchendjili (Eni 65%), Zingali e Loufika (Eni 100%), con una produzione nel 2017 di circa 79 mila boe/giorno (66 mila in quota Eni). I giacimenti non operati situati nei permessi produttivi Pointe-Noire Grand Fond e Likouala (Eni 35%) hanno fornito complessivamente circa 48 mila boe/giorno (17 mila in quota Eni).

Sviluppo Nel 2017 è proseguita la fase esecutiva del progetto in produzione Nené Marine Fase 2A nel blocco Marine XII, attraverso: (i) l'installazione e avvio di una nuova piattaforma produttiva; (ii) la realizzazione di una nuova sealine per l'esportazione della produzione verso l'hub di Kitina; e (iii) lo start-up di 7 ulteriori pozzi produttivi. Le attività di sviluppo a progetto includono la perforazione di ulteriori pozzi produttivi con start-up previsto nel 2018 e la realizzazione di una nuova sealine di collegamento verso l'hub di Litchendjili nel blocco Marine XII. Il programma di sviluppo dell'area è realizzato con l'obiettivo di raggiungere lo zero routine flaring attraverso la re-iniezione di gas e dell'acqua di produzione in giacimento e l'utilizzo del gas per la produzione dell'energia elettrica. Il completamento delle attività di sviluppo consentirà la valorizzazione del gas associato attraverso la fornitura alla centrale elettrica CEC (Eni 20%).

Nell'aprile 2017 è stata firmata l'estensione del gas sale agreement che regola la fornitura di gas del blocco Marine XII alla centrale elettrica CEC. Il nuovo accordo prevede inoltre la fornitura addizionale di un milione di metri cubi/giorno di gas.

Inoltre Eni è impegnata anche sulla tutela della biodiversità del Paese. In particolare nell'area produttiva di M'Boundi, in collaborazione con ONG internazionali, prosegue un programma di salvaguardia della flora e della fauna delle aree adiacenti agli impianti di processo e di produzione.

Sono state avviate le attività della seconda fase del Progetto Integrato Hinda (PIH), con l'obiettivo di migliorare le condizioni di vita della popolazione che risiede in prossimità alle aree produttive di M'Boundi, Kouakouala, Zingali e Loufika. Il progetto definito prevede diverse iniziative per incentivare lo sviluppo socio-economico della popolazione attraverso programmi che promuovano la diversificazione economica, l'educazione primaria, l'accesso all'acqua ed interventi in ambito sanitario. Inoltre è stato avviato un progetto 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. La produzione del 2017 è stata di 9 mila boe/giorno 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. L'attività è concentrata nell'offshore profondo su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 1.353 chilometri quadrati (579 chilometri quadrati in quota Eni).

Produzione È stato avviato in soli 2 anni e mezzo, in anticipo di 3 mesi rispetto al piano di sviluppo e con un time-to-market record,

l'Integrated Oil&Gas Development Project, nel blocco OCTP. Il progetto mediante l'utilizzo di una FPSO, produrrà fino a 85 mila boe/giorno attraverso 18 pozzi sottomarini. Proseguono le attività di sviluppo, in particolare nel 2017 sono stati completati e collegati tutti i pozzi destinati alla produzione di olio con il raggiungimento del picco produttivo pianificato di 45 mila barili/giorno in anticipo di circa un anno rispetto il piano di sviluppo. Il programma di sviluppo include anche l'invio del gas non associato a un impianto dedicato onshore che lo immetterà nella rete nazionale con una fornitura di circa 5 milioni di metri cubi/giorno. L'avvio è previsto dalla metà del 2018.

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 re-iniezione dell'acqua prodotta, compresi i Performance Standards on Environmental and Social Sustainability dell'International Finance Corporation (IFC) parte della World Bank Group.

Prosegue l'impegno di Eni nell'implementazione di progetti volti a migliorare le condizioni di vita della popolazione nella regione occidentale del Paese, nei pressi dell'area operativa del progetto OCTP. In particolare le iniziative in corso riguardano: (i) il sostegno al fabbisogno alimentare anche attraverso iniziative di training e progetti specifici finalizzati al ripristino e aumento della produzione agro-zootecnica e alle attività di pesca; (ii) nell'ambito della diversificazione economica, interventi che promuovono attività micro-imprenditoriali e programmi di formazione professionale; (iii) il miglioramento dell'accesso all'acqua potabile e la gestione dei rifiuti; e (iv) la ristrutturazione delle infrastrutture scolastiche primarie di Sanzule. Proseguono le iniziative nell'ambito sanitario, l'ampliamento dell'accesso ai servizi di salute materna e infantile.

Sono in corso iniziative per lo sviluppo di impianti di generazione elettrica da fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaici.

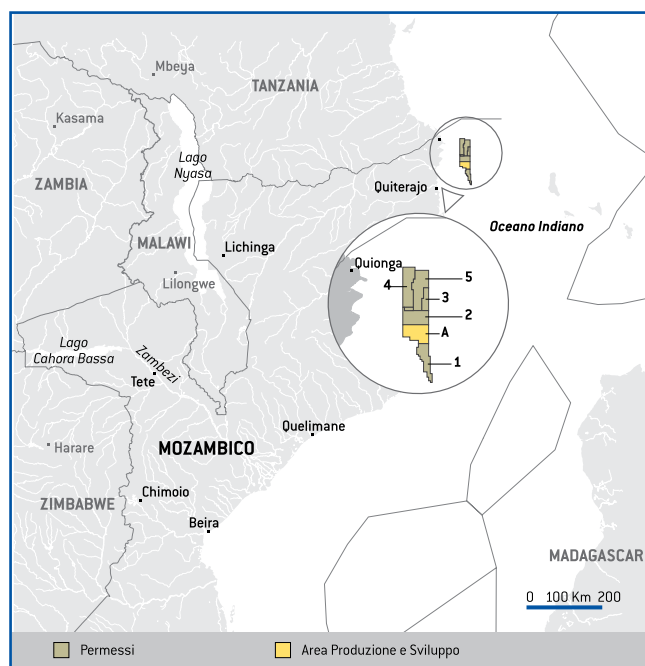
Mozambico

Eni è presente in Mozambico dal 2006 a seguito dell'acquisizione dell'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 esito 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 localizzate in differenti sezioni dell'area.

Inoltre Eni è operatore del blocco esplorativo offshore A-5A (Eni 70%) nelle acque profonde dello Zambesi.

Nel dicembre 2017 Eni ha completato la cessione a ExxonMobil di una partecipazione indiretta del 25% nell'Area 4 tramite cessione di una quota del 35,7% della società Eni East Africa (EEA). Le condizioni concordate sulla base degli accordi del marzo 2017, prevedono un prezzo di circa \$2,8 miliardi più gli aggiustamenti contrattuali fino alla data del closing, in particolare il rimborso pro-quota degli inve-

stimenti sostenuti. A seguito del completamento della transazione, EEA, ridenominata Mozambique Rovuma Venture, è controllata pariteticamente da Eni ed ExxonMobil, ciascuna con il 35,7% di partecipazione azionaria, e da CNPC che detiene il 28,6%. Eni continua a gestire il progetto Coral South FLNG e tutte le operazioni upstream nell'Area 4, mentre ExxonMobil guida la costruzione e la gestione degli impianti di liquefazione di gas naturale a terra. Questo modello operativo consente l'utilizzo delle migliori competenze tecniche sia di Eni sia di ExxonMobil, ognuna delle quali si concentrerà su ambiti distinti e scopi chiaramente definiti pur mantenendo i vantaggi di un progetto completamente integrato.



Sviluppo Le fasi iniziali del programma di sviluppo hanno come target la scoperta di Coral e una parte delle risorse straddling di Mamba.

Le attività di sviluppo di Coral South prevedono la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione e lo stoccaggio del gas con una capacità di circa 3,4 milioni di tonnellate all'anno di GNL ("Coral South FLNG"), alimentato da 6 pozzi sottomarini e start-up atteso nella metà del 2022.

Nel corso del 2017 sono state avviate le attività di progetto e sono stati firmati: (i) i contratti per la perforazione, la costruzione, installazione e messa in esercizio delle facility di produzione; (ii) gli accordi con i finanziatori per il project financing per la costruzione, installazione e messa in opera dell'unità galleggiante di liquefazione (FLNG) a copertura del 60% dell'investimento. Nel dicembre 2017 è stato raggiunto il financial close dell'accordo di finanziamento sottoscritto da 15 istituti di credito di primaria importanza e garantito da 5 agenzie di Export Credit; e (iii) gli accordi con il governo mozambicano per la definizione del quadro regolatorio del progetto.

Le altre attività riguardano il programma di sviluppo del progetto Mamba attraverso un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (Anadarko).

Nella provincia di Cabo Delgado e a Maputo, Eni è impegnata in un vasto programma di attività a favore della popolazione, tra cui programmi di accesso all'energia, accesso all'acqua, salute pubblica, nonché attività di istruzione e formazione.

Nigeria

Eni è presente in Nigeria dal 1962; nel 2017 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 109 mila boe/giorno. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 30.769 chilometri quadrati (7.370 chilometri quadrati in quota Eni) concentrata nelle aree onshore e offshore del Delta del Niger.

Nella fase di produzione/sviluppo Eni è operatore nell'onshore dei 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%), nonché nei service contract OML 116 e 119. 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 85%) e OPL 2009 (Eni 49%) nell'offshore e dell'OPL 282 (Eni 90%) e OPL 135 (Eni 48%) nell'onshore. Inoltre partecipa nell'OML 135 (Eni 12,5%).

Nel 2017 è stato firmato con la Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) un Memorandum of Understanding che promuove nuove attività in grado di contribuire in misura significativa allo sviluppo economico e sociale del Paese. In particolare l'accordo di cooperazione include: (i) un maggior focus delle attività di esplorazione e sviluppo; (ii) i termini della cooperazione per la ristrutturazione e l'ampliamento della raffineria di Port Harcourt; (iii) l'ampliamento della centrale a ciclo combinato di Okpai con il raddoppio della capacità di generazione elettrica; e (iv) la valutazione di ulteriori progetti per assicurare l'accesso all'energia anche nelle aree più remote del Paese e le possibili applicazioni di nuove tecnologie nel campo delle energie rinnovabili.

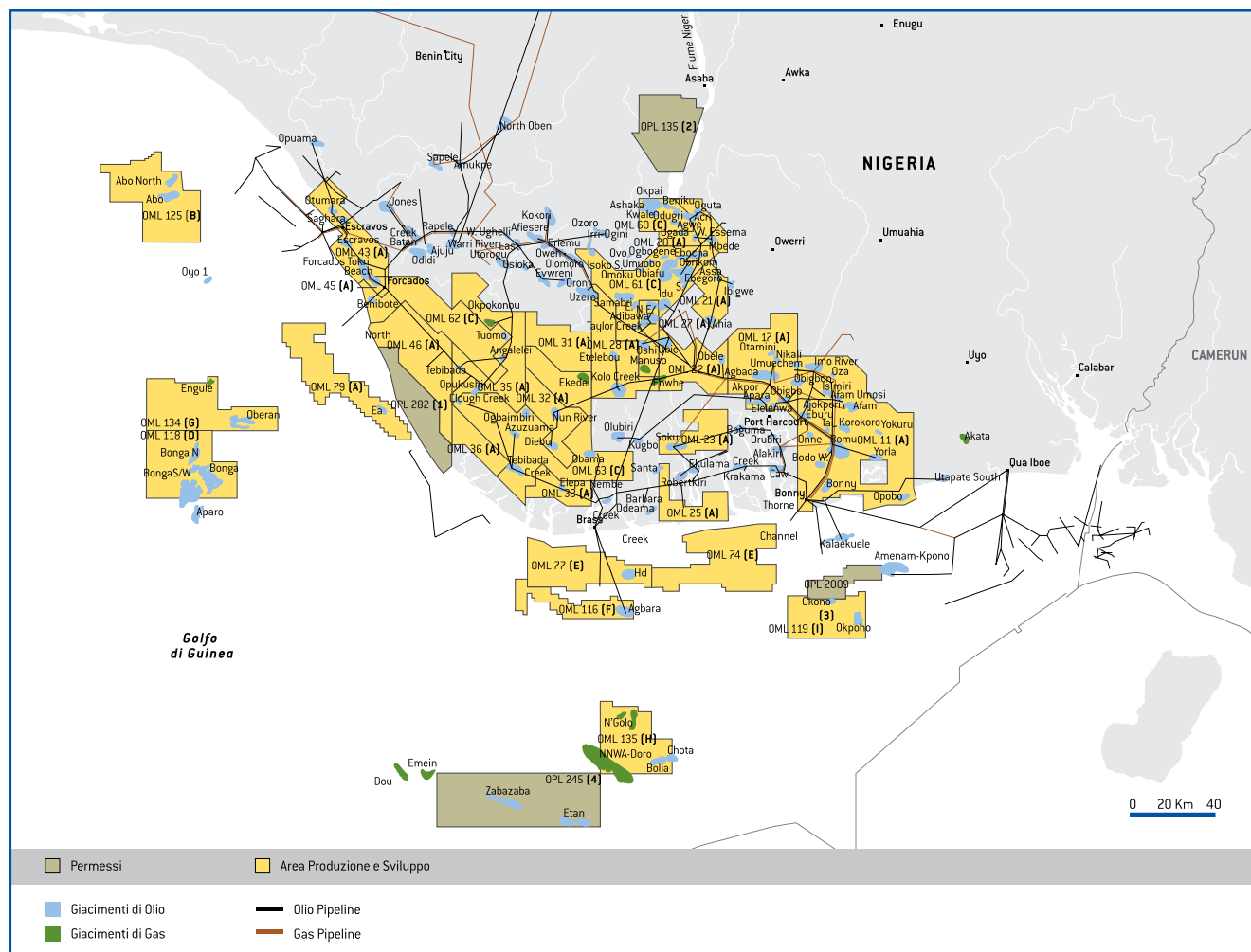
I progetti per le comunità in Nigeria proseguono con interventi nell'ambito dell'accesso all'energia off-grid, accesso all'acqua, diversificazione economica con il proseguimento del Green River Project, accesso all'educazione primaria, formazione professionale ed assegnazione di borse di studio, nonché interventi di riabilitazione e costruzione di centri di salute e fornitura di materiale medico.

Nel febbraio 2018 è stato firmato con la FAO un accordo di collaborazione per promuovere l'accesso all'acqua pulita e sicura in Nigeria tramite la realizzazione di pozzi alimentati da sistemi fotovoltaici, per uso domestico e per irrigazione.

L'attività Eni in Nigeria è regolata da Production Sharing Agreement e da contratti di concessione e, in due titoli, da contratti di servizio nei quali Eni agisce in qualità di contractor per conto della compagnia di Stato.

Blocchi OMLs 60, 61, 62 e 63

Produzione Le quattro licenze onshore hanno fornito nel 2017 circa il 40% della produzione Eni nel Paese, pari a 44 mila boe/giorno. 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 si-



gnificativa 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. Nel 2017 le forniture alla centrale sono state di circa 2 milioni di metri cubi/giorno.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente interventi rigless per il mantenimento del profilo produttivo nonché attività di manutenzione e ripristino delle facility danneggiate a seguito di azioni di sabotaggio e bunkering.

Blocco OML 118

Produzione Nel 2017 il giacimento Bonga ha prodotto oltre 15 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 stoccaggio di 2 milioni di barili. Il gas associato è convogliato su una piattaforma di raccolta situata sul campo EA e da qui inviato all'impianto di liquefazione di Bonny.

Blocco OML 125

Produzione La produzione è fornita dal giacimento Abo che nel 2017 ha prodotto 14 mila boe/giorno in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 40 mila boe/giorno e di stoccaggio di 800 mila barili.

SPDC Joint Venture (NASE)

Produzione Nel 2017, la produzione fornita dalla SPDC JV ha rappresentato circa il 30% della produzione Eni nel Paese, pari a 33 mila boe/giorno.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente il completamento delle attività dei progetti Forcados-Yokri nel Blocco OML 43 (Eni 5%) e Gbaran 2A/2B e Associated gas nel Blocco OML 28 (Eni 5%) per la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny. In particolare nell'anno è avvenuto il collegamento dei pozzi produttivi e l'upgrading degli impianti di trattamento esistenti.

Nigeria GNL

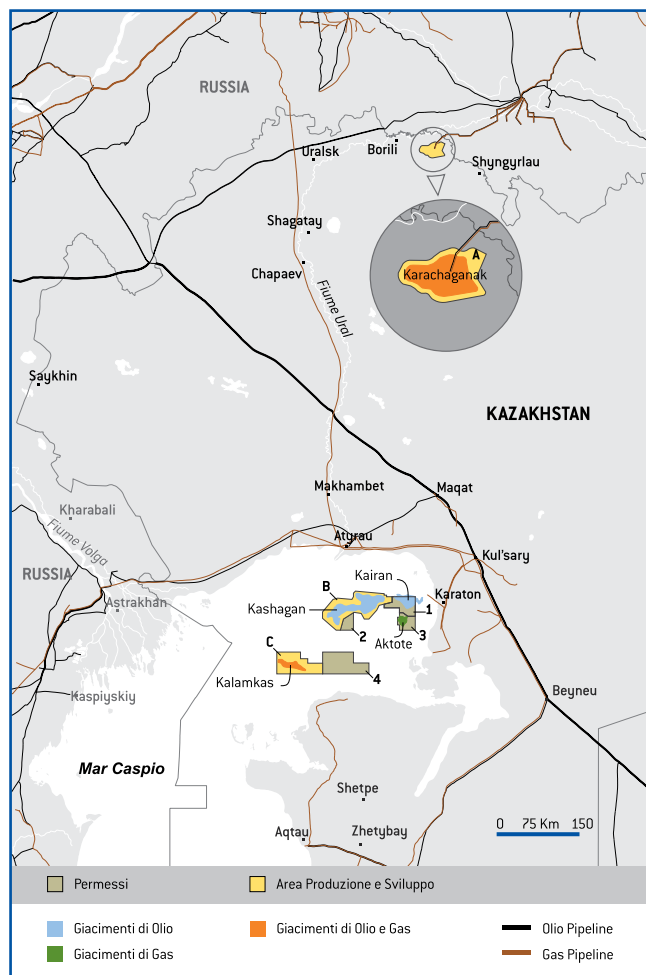
Eni partecipa con il 10,4% nella società Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement dalle produzioni di tre joint-venture SPDC JV, TEPNG JV e della NAOC JV. I volumi trattati dall'impianto nel corso del 2017 sono stati pari a circa 32 miliardi di metri cubi. La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Ltd.

KAZAKHSTAN

Eni è presente in Kazakhstan dal 1992 dove è co-operatore del giacimento in produzione di Karachaganak, partecipa al consorzio North Caspian Sea PSA responsabile delle operazioni del giacimento Kashagan. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 6.281 chilometri quadrati (1.543 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel 2017, Eni ha raggiunto una serie di accordi strategici di cooperazione negli ambiti upstream ed energie rinnovabili nel Paese.

Eni e KazMunayGas (KMG) hanno firmato un accordo, perfezionato nel dicembre 2017, che trasferisce a Eni una quota del 50% dei diritti per la ricerca e la produzione di idrocarburi del blocco di Isatay, situato nelle acque kazake del Mar Caspio. Il blocco, che si stima abbia un notevole potenziale di risorse petrolifere, sarà operato da una joint operating company paritetica tra Eni e KMG. Le due società hanno firmato un ulteriore accordo per espandere la cooperazione tecnologica in ambito upstream e valutare potenziali sviluppi congiunti in nuovi progetti. L'accordo prevede inoltre un programma di training tecnico e manageriale per il personale locale.



Eni, KMG e il Comitato Kazako di Geologia, insieme ad altri partner, hanno firmato un Memorandum of Understanding con il Ministero dell'Energia della Repubblica del Kazakhstan per valutare i termini futuri di cooperazione nel bacino Precaspico Kazako-Russo, dove sono state effettuate numerose scoperte di giacimenti di petrolio di dimensioni considerevoli.

Eni e General Electric (GE) hanno siglato un accordo con il Ministero dell'Energia della Repubblica del Kazakhstan per promuovere lo sviluppo di progetti di generazione di energia da fonte rinnovabile nel Paese. In particolare Eni e GE coopereranno per valutare la realizzazione di un impianto eolico dalla capacità di circa 50 MW e per identificare ulteriori possibili future iniziative.

Kashagan

Eni partecipa con il 16,81% nel North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCPSA) 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 Prosegue il ramp-up e la stabilizzazione della produzione del giacimento Kashagan. È stata avviata l'iniezione del gas che permetterà, una volta a regime, di raggiungere il target di capacità produttiva di 370 mila barili/giorno. Continuano le attività per l'incremento della capacità produttiva del giacimento fino ai 450 mila barili/giorno attraverso l'incremento della capacità d'iniezione di gas con la conversione di pozzi da produttori a iniettori e l'upgrading delle attuali facility.

Sviluppo Gli studi per l'ottimizzazione del progetto di iniezione gas CC01 proseguono. Il progetto prevede l'installazione di un nuovo compressore che consentirà un ulteriore aumento del volume del gas reiniettato e conseguente ramp-up produttivo.

Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione professionale di risorse locali nel settore oil&gas, oltre alla realizzazione di infrastrutture a scopo sociale.

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 247 mila barili/giorno di liquidi (54 mila in quota Eni) e 26 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (circa 6 milioni in quota Eni).

L'attività operativa è condotta producendo liquidi (condensati e olio) dalle parti più profonde del giacimento e utilizzando circa il 51% del gas prodotto per la vendita alla centrale di Orenburg in Russia, ed il restante volume per la re-iniezione nelle parti superiori del giacimento e per la produzione di fuel gas. Circa il 91% della produzione di liquidi è stabilizzata presso il Karachaganak Processing Complex (KPC) della capacità di circa 250 mila barili/giorno per la successiva commercializzazione sui mercati occidentali attraverso il Caspian Pipeline Consortium (Eni 2%) e tramite la pipeline Atyrau-Samara che si connette con i sistemi di esportazione russi. La rimanente parte di liquidi (circa 16 mila barili/giorno) viene inviata non stabilizzata alla centrale di Orenburg.

Sviluppo Nell'ambito dei progetti di ampliamento della capacità di trattamento gas degli impianti del giacimento di Karachaganak è in corso di finalizzazione lo sviluppo dell'ingegneria di dettaglio del progetto Karachaganak Debottlenecking con Final Investment Decision (FID) prevista entro il secondo trimestre 2018.

La capacità di re-iniezione addizionale sarà garantita negli anni successivi dall'installazione di facility di re-iniezione di gas che si aggungerà a quelle esistenti.

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.

Inoltre, a seguito della ridefinizione della Sanitary Protection Zone (SPZ) associata allo sviluppo del giacimento ed in conformità alle best practice e standard internazionali, sono state completate le attività di rilocalizzazione degli abitanti dei villaggi di Berezovka e Bestau, avviato nel 2015. Sono proseguite le attività di monitoraggio su biodiversità ed ecosistemi presso le aree produttive.

RESTO DELL'ASIA

Indonesia

Eni è presente in Indonesia dal 2001; nel 2017 la produzione in quota Eni è stata di 41 mila boe/giorno, prevalentemente gas. L'attività è concentrata nell'area offshore orientale e nell'onshore 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 31.841 chilometri quadrati (22.889 chilometri quadrati in quota Eni) su un totale di 14 blocchi.

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

Produzione La produzione deriva dal permesso Sanga Sanga (Eni 37,8%) e dal blocco Muara Bakau (Eni 55%, operatore) dove è stato avviato nel 2017 il giacimento Jangkrik.

È stata avviata, in anticipo rispetto a quanto previsto, la produzione a gas del progetto Jangkrik, assicurata da dieci pozzi sottomarini collegati all'Unità Galleggiante di Produzione (FPU), che ha raggiunto 18 milioni di metri cubi/giorno, equivalenti a 120 mila boe/giorno. 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 commercializzerà nel mercato asiatico anche sulla base dell'accordo raggiunto con la società statale Pakistan LNG per la fornitura di oltre 11 milioni di tonnellate di GNL per 15 anni.

Nel permesso Sanga Sanga sono in produzione sette giacimenti che alimentano l'impianto di liquefazione di Bontang. Il gas liquefatto viene esportato in Giappone, Corea del Sud e Taiwan.

Nell'aprile 2018 è stato approvato dalle autorità il piano di sviluppo del giacimento a gas Merakes (Eni 75%, operatore) nell'offshore, che potrà beneficiare delle sinergie con il vicino campo in produzione di Jangkrik. Sono in corso diversi progetti 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.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Merakes 2 che ha confermato l'estensione dell'omonima scoperta a gas nella parte occidentale del blocco East Sepinggan

(Eni 85%, operatore). La vicinanza della scoperta al progetto operato di Jangkrik permetterà di sfruttare le sinergie, di ridurre i costi e le tempistiche di esecuzione del piano di sviluppo sottomarino e rappresenta un ulteriore successo della strategia Eni di esplorazione e appraisal near-field.

Nel maggio 2018 Eni si è aggiudicata con una quota del 100% il blocco esplorativo East Ganal nelle acque profonde del bacino di Kutei.

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 2017 ha prodotto 43 mila barili/giorno in quota Eni.

La prima fase di sviluppo (Rehabilitation Plan) del progetto Zubair è stata completata. Sono in corso le attività dell'ulteriore fase di sviluppo (Enhanced Redevelopment Plan) 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.

Pakistan

Eni è presente in Pakistan dal 2000; nel 2017 la produzione in quota Eni è stata di 24 mila boe/giorno, prevalentemente gas, su di una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 17.355 chilometri quadrati (7.401 chilometri quadrati in quota Eni).

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

Produzione I principali permessi partecipati da Eni sono Bhit/Badhra (Eni 40%, operatore), Sawan (Eni 23,68%) e Zamzama (Eni 17,75%) che nel 2017 hanno prodotto circa l'80% della produzione Eni nel Paese.

Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato la perforazione di nuovi pozzi di sviluppo sui giacimenti in produzione al fine di contrastare il declino produttivo.

Turkmenistan

Eni è presente in Turkmenistan dal 2008 a seguito dell'acquisizione di Burren Energy Plc. L'attività è condotta nel blocco onshore Nebit Dag nella parte occidentale del Paese per una superficie sviluppata di 200 chilometri quadrati (180 chilometri quadrati in quota Eni), suddivisa in quattro aree. Nel 2017, la produzione in quota Eni è stata di 9 mila boe/giorno.

Le operazioni sono regolate da un Production Sharing Agreement.

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

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato interventi finalizzati a contrastare il declino produttivo dell'area.

AMERICA

Ecuador

Eni è presente in Ecuador dal 1988, nel 2017 la produzione in quota Eni è stata di 12 mila barili/giorno. L'attività è condotta nel Blocco 10 (Eni 100%) situato nella Foresta Amazzonica, per una superficie sviluppata di 1.985 chilometri quadrati in quota Eni.

Le attività di Eni nel Paese sono regolate da un contratto di servizio.

Produzione La produzione è fornita dal giacimento a olio di Villano, avviato nel 1999. Lo sfruttamento del giacimento avviene tramite una Central Production Facility collegata via pipeline alle facility di stoccaggio sulla costa pacifica.

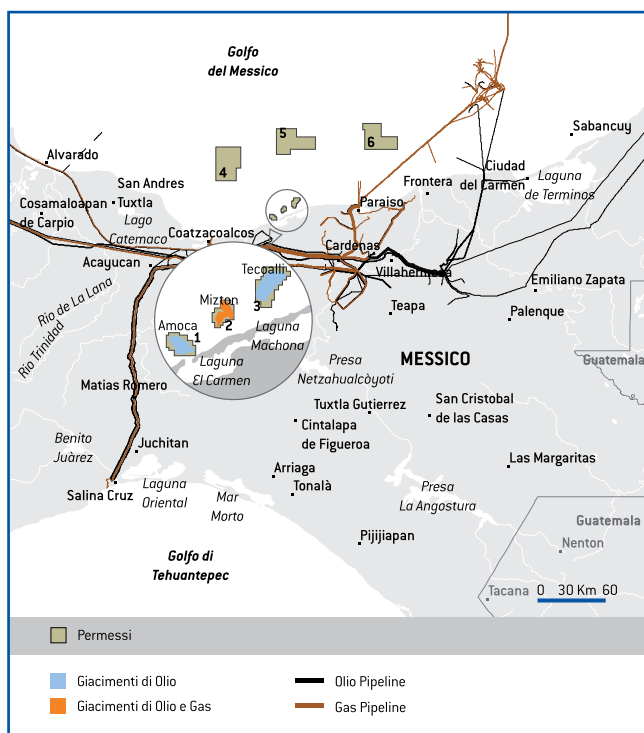
Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il completamento del progetto Villano Fase VI con la perforazione e lo start-up di tre pozzi di infilling.

Messico

Eni è presente in Messico dal 2015 ed è operatore con una quota del 100% dell'Area 1 dove sono in corso le attività di sviluppo delle scoperte di Amoca, Miztón e Tecoailli, nell'offshore del Golfo del Messico. La superficie non sviluppata si estende per 1.657 chilometri quadrati (1.146 chilometri quadrati in quota Eni). Le attività di esplorazione e sviluppo nel blocco sono regolate da un Production Sharing Agreement.

Nel giugno 2017 Eni si è aggiudicata l'operatorship del Blocco 10 (Eni 100%), Blocco 14 (Eni 60%) e Blocco 7 (Eni 45%) nel bacino di Sureste. Inoltre, nel febbraio 2018 Eni si è aggiudicata la quota del 65% e l'operatorship del Blocco 24. I nuovi blocchi sono vicini all'Area 1 e permetteranno, in caso di successo esplorativo, sinergie operative nell'attività di sviluppo.

Nel marzo 2018 Eni si è aggiudicata l'operatorship del Blocco 28 (Eni 75%) nel bacino della Cuenca Salina, nell'offshore del Messico. L'assegnazione è soggetta all'approvazione delle Autorità del Paese.



L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nell'Area 1 con la perforazione: (i) dei pozzi di appraisal Amoca-2 e Amoca-3 mineralizzati a olio; (ii) del primo pozzo di delineazione della scoperta di Miztón mineralizzato a olio; e (iii) del pozzo appraisal Tecoailli 2 mineralizzato a olio. I successi esplorativi e la revisione dei modelli di reservoir dei campi di Amoca e Miztón hanno consentito di incrementare le risorse complessive del blocco a 2 miliardi di boe in posto, dei quali circa il 90% a olio. Eni ha presentato alle competenti Autorità del Paese, il piano per lo sviluppo delle tre scoperte presenti nell'Area 1. Lo start-up della produzione è previsto nel 2019.

Stati Uniti

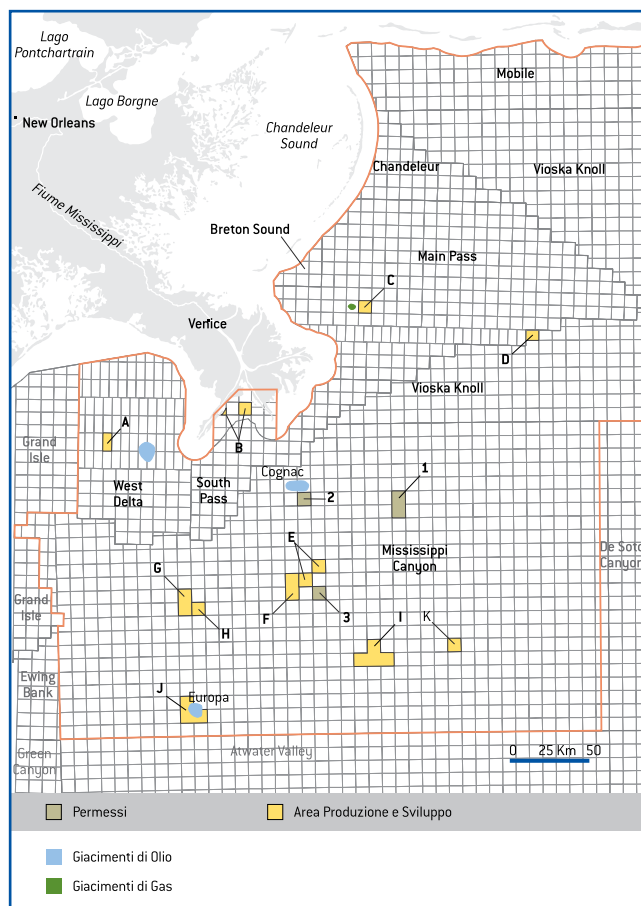
Eni è presente negli Stati Uniti dal 1968 e opera nel Golfo del Messico, Alaska e nell'onshore del Texas. La superficie sviluppata e non sviluppata si estende per 2.105 chilometri quadrati (1.052 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2017 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 77 mila 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 75 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 35 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%), Hadrian South (Eni 30%), Lucius (Eni 8,5%), K2 (Eni 13,4%), Frontrunner (Eni 37,5%) e Heidelberg (Eni 12,5%).



Nel 2017 è stata presa la FID del progetto Lucius Subsequent Development. Le attività di sviluppo prevedono la perforazione e il completamento di tre pozzi produttivi sottomarini che saranno collegati alle facility presenti nell'area. Lo start-up è previsto nel 2019 con una produzione a regime pari a 2 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 oltre 4 mila boe/giorno in quota Eni.

Alaska

Eni partecipa in 42 blocchi di esplorazione e sviluppo con quote comprese tra il 30% e il 100%, dei quali 26 operati.

Produzione I principali giacimenti sono Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Oooguruk (Eni 30%) con una produzione complessiva pari a circa 20 mila barili/giorno in quota Eni nel 2017.

Trinidad e Tobago

Eni è presente in Trinidad e Tobago dal 1970; nel 2017 la produzione in quota Eni è stata di circa 2 milioni di metri cubi/giorno (pari a 10 mila boe/giorno). L'attività è concentrata nell'offshore settentrionale di Trinidad, per una superficie sviluppata di 382 chilometri quadrati (66 chilometri quadrati in quota Eni).

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

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti a gas di Chaconia, Ixora, Hibiscus, Poinsettia, Bougainvillea e Heliconia nel blocco North Coast Marine Area 1 (Eni 17,3%). Lo sfruttamento dei giacimenti avviene mediante l'utilizzo di due piattaforme fisse collegate alle facility di trattamento di Hibiscus. Il gas prodotto è utilizzato per alimentare i treni 2, 3 e 4 dell'impianto di liquefazione Atlantic LNG, destinati principalmente al mercato statunitense in base a contratti di lungo termine.

Venezuela

Eni è presente in Venezuela dal 1998; nel 2017 la produzione in quota Eni è stata di 61 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 Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, e da 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 2017 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 22 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie sviluppata e non sviluppata di 16.707 chilometri quadrati (11.061 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%). Nella fase di appraisal/sviluppo Eni partecipa nelle aree NT/RL8 (Eni 100%) e NT/RL7 (Eni 65%, operatore). Inoltre Eni detiene quote in ulteriori 6 licenze esplorative, di cui una in JPDA.

Nel 2017 è stata acquisita la quota del 32,5% nel campo a gas di Evans Shoal nella licenza NT/RL7 nell'offshore dell'Australia settentrionale, in prossimità dell'impianto di liquefazione di gas di Darwin, partecipato da Eni. Il potenziale minerario del giacimento viene stimato in circa 226 miliardi di metri cubi di gas in posto. La transazione ha ricevuto tutte le necessarie approvazioni. A seguito dell'operazione Eni è operatore del permesso con una quota del 65%.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Australia sono regolate da contratti di concessione e, limitatamente alla zona di cooperazione tra Australia e Timor Leste (JPDA), da Production Sharing Agreement.

Blocco WA-33-L

Produzione Il giacimento a gas Blacktip, in produzione dal 2009, ha prodotto 582 milioni di metri cubi/anno nel 2017 (pari a circa 11 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 124 mila boe/giorno (circa 11 mila boe in quota Eni) nel 2017. 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.

Sviluppo È stata avviata la fase esecutiva del progetto Bayu Undan Phase 3b che prevede la perforazione e completamento di tre nuovi pozzi con l'obiettivo d'incrementare la produzione di liquidi e sostenere la produzione di GNL.

Riserve certe di idrocarburi

		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	(milioni di boe)	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		350	360	546	463	876	891	239	535	101	4.361
consolidate		350	360	532	463	856	891	238	176	101	3.967
joint venture e collegate				14		20		1	359		394
Non sviluppate		72	165	520	615	635	259	189	138	36	2.629
consolidate		72	165	520	615	580	259	189	27	36	2.463
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

		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	(milioni di boe)	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

		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	(milioni di boe)	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		362	404	1.024	786	689	161	482	115	4.023
consolidate		362	404	1.010	764	689	159	217	115	3.720
joint venture e collegate				14	22		2	265		303
Non sviluppate		103	91	684	583	509	265	597	35	2.867
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		148
Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve		38	28	80	139	473	375	322		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
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	169	219	318	203	552	547	81	169	5	2.263
consolidate	169	219	306	203	546	547	81	144	5	2.220
joint venture e collegate			12		6			25		43
Non sviluppate	46	141	170	77	224	219	151	129	2	1.159
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	171	237	555	517	355	126	178	9	2.148
consolidate	171	237	542	511	355	126	149	9	2.100
joint venture e collegate			13	6			29		48
Non sviluppate	57	68	279	286	416	136	169		1.411
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
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 giornaliera di idrocarburi^{(a)(b)}

	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
Società consolidate	2017			2016			2015		
Italia	53	12,5	134	47	13,3	133	69	15,5	169
Resto d'Europa	102	13,5	189	109	14,1	201	85	15,6	185
Croazia		0,5	3		0,7	5		0,6	4
Norvegia	81	7,5	129	86	7,3	133	57	7,5	105
Regno Unito	21	5,5	57	23	6,1	63	28	7,5	76
Africa Settentrionale	158	49,6	479	165	45,2	458	172	46,1	469
Algeria	68	3,3	90	77	3,3	98	79	2,7	96
Libia	87	46,0	384	84	41,5	353	89	43,0	365
Tunisia	3	0,3	5	4	0,4	7	4	0,4	8
Egitto	72	24,4	230	76	16,9	185	96	14,4	189
Africa Sub-Sahariana	247	12,6	327	247	13,2	333	256	13,3	341
Angola	119	1,3	126	108	1,4	118	96	0,9	101
Congo	63	3,2	83	71	4,2	98	78	3,9	103
Ghana	8	0,1	9						
Nigeria	57	8,0	109	68	7,6	117	82	8,5	137
Kazakhstan	83	7,5	132	65	7,2	111	56	6,2	95
Resto dell'Asia	53	9,8	116	78	7,0	123	77	8,2	130
Cina	2		2	2		2	3		3
India								0,1	1
Indonesia	3	5,3	38	3	1,4	12	2	1,5	12
Iran							22		22
Iraq	40	0,6	43	64	0,5	67	40		40
Pakistan		3,7	24		4,9	32		6,4	41
Turkmenistan	8	0,2	9	9	0,2	10	10	0,2	11
America	63	5,5	99	69	7,3	116	75	7,3	122
Ecuador	12		12	10		10	11		11
Stati Uniti	51	3,9	77	59	5,3	93	64	5,3	98
Trinidad e Tobago		1,6	10		2,0	13		2,0	13
Australia e Oceania	2	3,0	22	3	3,2	24	5	3,2	26
Australia	2	3,0	22	3	3,2	24	5	3,2	26
	833	138,4	1.728	859	127,4	1.684	891	129,8	1.726
Società in joint venture e collegate									
Angola	3	2,5	20	1	0,8	6			
Indonesia	1	0,3	3	1	0,6	4	1	0,7	5
Tunisia	3	0,1	4	3	0,1	4	4	0,2	4
Venezuela	12	7,7	61	14	7,2	61	12	1,9	25
	19	10,6	88	19	8,7	75	17	2,8	34
Totale	852	149,0	1.816	878	136,1	1.759	908	132,6	1.760

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

(b) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (14,9, 13,5 e 11,2 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2017, 2016 e 2015).

Produzione di idrocarburi disponibile per la vendita^(a)

	(migliaia di boe/giorno)	2017	2016	2015
Italia		127	127	161
Resto d'Europa		183	195	179
Africa Settentrionale		460	441	458
Egitto		216	170	177
Africa Sub-Sahariana		322	316	324
Kazakhstan		126	107	92
Resto dell'Asia		107	118	128
America		157	174	144
Australia e Oceania		21	23	25
		1.719	1.671	1.688
<i>di cui società in joint venture e collegate</i>		83	71	33
<i>Africa Settentrionale</i>		3	3	4
<i>Africa Sub-Sahariana</i>		17	4	
<i>Resto dell'Asia</i>		2	4	5
<i>America</i>		61	60	24

Produzione di gas naturale disponibile per la vendita^(a)

	(milioni di metri cubi/giorno)	2017	2016	2015
Italia		11	12	14
Resto d'Europa		13	13	14
Africa Settentrionale		46	42	43
Egitto		22	15	13
Africa Sub-Sahariana		11	11	11
Kazakhstan		7	7	6
Resto dell'Asia		8	6	8
America		13	14	9
Australia e Oceania		3	3	3
		134	123	121
<i>di cui società in joint venture e collegate</i>		10	8	3
<i>Africa Sub-Sahariana</i>		2	1	
<i>Resto dell'Asia</i>				1
<i>America</i>		8	7	2

Produzione venduta di idrocarburi

		2017	2016	2015
Produzione di idrocarburi	(milioni di boe)	662,7	643,8	642,4
Variazione rimanenze/altre		(5,2)	(3,1)	(1,9)
Autoconsumi di gas		(35,2)	(32,1)	(26,4)
Produzione venduta di idrocarburi^(b)		622,3	608,6	614,1
petrolio	(milioni di barili)	308,34	320,13	330,12
- di cui ai settori mid-downstream		216,55	216,24	201,92
gas naturale	(miliardi di metri cubi)	48,52	44,58	44,17
- di cui a settore G&P		9,75	9,82	11,17

[a] Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

[b] Include 27,3 milioni di boe di produzione venduta dalle società in joint venture e collegate nel 2017 (24 e 11,4 milioni di boe nel 2016 e 2015, rispettivamente).

Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2017

	Inizio operazioni	Numero titoli	Sup. lorda ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. netta ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. lorda ^{(a)(b)} non sviluppata	Sup. netta ^{(a)(b)} non sviluppata	Tipo di giacimenti/ superficie	Numero di giacimenti in produzione	Numero di giacimenti non in produzione
EUROPA		280	15.232	10.414	59.373	40.792		113	92
Italia	1926	144	10.011	8.351	10.321	8.029	Onshore/Offshore	75	59
Resto d'Europa		136	5.221	2.063	49.052	32.763		38	33
Cipro	2013	6			23.858	17.967	Offshore		
Croazia	1996	2	1.975	987			Offshore	10	3
Groenlandia	2013	2			4.890	1.909	Offshore		
Montenegro	2016	1			1.228	614	Offshore		
Norvegia	1965	54	2.337	462	4.403	1.655	Offshore	18	28
Portogallo	2014	3			4.547	3.182	Offshore		
Regno Unito	1964	60	909	614	5.298	5.191	Offshore	10	2
Altri Paesi		8			4.828	2.245	Onshore/Offshore		
AFRICA		264	46.319	11.723	260.611	150.258		272	117
Africa Settentrionale		65	8.735	3.626	38.707	22.171		70	26
Algeria	1981	42	3.172	1.110	187	31	Onshore	36	7
Libia	1959	11	1.963	958	24.673	12.336	Onshore/Offshore	12	15
Marocco	2016	2			13.847	9.804	Offshore		
Tunisia	1961	10	3.600	1.558			Onshore/Offshore	22	4
Egitto	1954	54	5.692	2.131	19.683	7.061	Onshore/Offshore	39	22
Africa Sub-Sahariana		145	31.892	5.966	202.221	121.026		163	69
Angola	1980	58	8.098	1.027	12.953	3.340	Onshore/Offshore	59	22
Congo	1968	25	1.430	843	1.320	628	Onshore/Offshore	23	2
Costa d'Avorio	2015	3			4.010	2.905	Offshore		
Gabon	2008	4			5.283	5.283	Onshore/Offshore		1
Ghana	2009	3	226	100	1.127	479	Offshore	1	
Kenya	2012	6			50.677	43.948	Offshore		
Liberia	2012	1			2.341	585	Offshore		
Mozambico	2007	6			3.911	978	Offshore		6
Nigeria	1962	34	22.138	3.996	8.631	3.374	Onshore/Offshore	80	38
Sud Africa	2014	1			65.505	26.202	Offshore		
Altri Paesi		4			46.463	33.304	Onshore		
ASIA		60	14.560	5.058	286.866	178.971		27	16
Kazakhstan	1992	7	2.391	442	3.890	1.101	Onshore/Offshore	2	4
Resto dell'Asia		53	12.169	4.616	282.976	177.870		25	12
Cina	1984	8	77	13	7.141	7.141	Offshore	5	
India	2005	1			13.110	5.244	Onshore/Offshore		
Indonesia	2001	14	4.949	1.990	26.892	20.899	Onshore/Offshore	9	11
Iraq	2009	1	1.074	446			Onshore	1	
Myanmar	2014	4			24.080	13.558	Onshore/Offshore		
Oman	2017	1			90.760	77.146	Offshore		
Pakistan	2000	13	5.869	1.987	11.486	5.414	Onshore/Offshore	8	1
Russia	2007	3			62.592	20.862	Offshore		
Timor Leste	2006	1			1.538	1.230	Offshore		
Turkmenistan	2008	1	200	180			Onshore	2	
Vietnam	2013	5			30.777	23.132	Offshore		
Altri Paesi		1			14.600	3.244	Offshore		
AMERICA		139	4.854	3.134	9.626	3.507		52	14
Ecuador	1988	1	1.985	1.985			Onshore	1	2
Messico	2015	6			1.657	1.146	Offshore		3
Stati Uniti	1968	117	1.226	586	879	466	Onshore/Offshore	41	7
Trinidad e Tobago	1970	1	382	66			Offshore	7	
Venezuela	1998	6	1.261	497	1.543	569	Onshore/Offshore	3	1
Altri Paesi		8			5.547	1.326	Offshore		1
AUSTRALIA E OCEANIA		13	1.140	709	15.567	10.352		2	4
Australia	2001	13	1.140	709	15.567	10.352	Offshore	2	4
Totale		756	82.105	31.038	632.043	383.880		466	243

(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)	2017	2016	2015
Europa		51.206	45.380	45.123
Italia		16.380	16.767	16.975
Resto d'Europa		34.826	28.613	28.148
Africa		161.981	152.676	157.441
Africa Settentrionale		25.797	18.727	16.031
Egitto		9.192	10.665	9.668
Africa Sub-Sahariana		126.992	123.284	131.742
Asia		184.029	109.761	117.183
Kazakhstan		1.543	869	869
Resto dell'Asia		182.486	108.892	116.314
America		6.641	5.696	6.628
Australia e Oceania		11.061	10.383	16.333
Totale		414.918	323.896	342.708

Prezzi medi di realizzo

		2017		2016		2015	
		CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Petrolio e condensati	(\$/barile)						
Italia		46,51		33,19		43,46	
Resto d'Europa		47,81		39,97		45,88	
Africa Settentrionale		52,68	45,39	42,37	17,93	46,66	18,03
Egitto		46,06		33,05			
Africa Sub-Sahariana		53,66	38,34	41,92		49,91	
Kazakhstan		50,62		39,61		48,26	
Resto dell'Asia		48,94	44,43	36,89	34,95	40,10	27,89
America		44,24	41,49	34,86	32,39	43,36	38,18
Australia e Oceania		49,36		37,96		45,84	
		50,33	38,65	39,33	30,85	46,46	35,15
Gas naturale	(\$/migliaia di metri cubi)						
Italia		227,81		174,28		244,54	
Resto d'Europa		205,27		158,84		222,60	
Africa Settentrionale		104,50	92,96	109,61	65,21	165,54	133,63
Egitto		148,20	259,36	134,90			
Africa Sub-Sahariana		66,20	213,97	49,83		52,72	
Kazakhstan		20,49	148,16	11,96		16,60	
Resto dell'Asia		132,37		123,73	209,02	170,43	327,51
America		83,20		68,71	147,40	77,73	149,83
Australia e Oceania		143,16		127,12		178,87	
		127,87	163,89	113,20	150,03	160,17	187,09
Idrocarburi	(\$/boe)						
Italia		39,96		29,27		40,36	
Resto d'Europa		40,51		33,27		40,21	
Africa Settentrionale		28,62	30,51	26,52	16,27	34,61	18,60
Egitto		30,64		26,29			
Africa Sub-Sahariana		44,85	39,65	35,08		40,92	
Kazakhstan		34,60		24,52		30,02	
Resto dell'Asia		36,69	36,76	31,18	32,76	35,18	49,42
America		33,31	26,50	25,45	24,95	31,71	30,72
Australia e Oceania		25,29		22,00		31,51	
		35,39	28,30	29,30	25,05	36,54	31,95

Gruppo Eni		2017	2016	2015
Petrolio e condensati	(\$/barile)	50,06	39,18	46,30
Gas Naturale	(\$/migliaia di metri cubi)	130,31	115,51	160,78
Idrocarburi	(\$/boe)	35,06	29,14	36,47

Perforazione esplorativa

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
	2017		2016		2015		2017	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia				1,0			4,0	2,3
Resto d'Europa	1,2	1,3	0,1	0,4		2,2	9,0	2,5
Africa Settentrionale	0,5		0,5	1,0		1,0	7,0	6,5
Egitto	2,5	5,4	5,5	0,8	3,3	4,8	7,0	4,9
Africa Sub-sahariana	2,9	0,3	0,1	1,1	0,6	2,9	28,0	14,1
Kazakhstan							6,0	1,1
Resto dell'Asia				0,9		3,4	11,0	5,0
America	0,5			1,0	1,0	0,3	5,0	4,5
Australia e Oceania							1,0	0,3
	7,6	7,0	6,2	6,2	4,9	14,6	78,0	41,2

Perforazione di sviluppo

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress	
	2017		2016		2015		2017	
	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia	2,6		4,0		6,0		1,0	1,0
Resto d'Europa	2,7	0,2	5,6		10,2	0,1	5,0	0,8
Africa Settentrionale	5,1		6,2	0,7	4,5		10,0	5,5
Egitto	49,7	2,3	32,4	0,5	26,0	2,8	10,0	5,4
Africa Sub-Sahariana	8,6		21,2	0,2	22,0	2,5	21,0	9,6
Kazakhstan	1,2		4,6		4,7		2,0	0,6
Resto dell'Asia	15,0	0,2	31,6	0,5	29,7	5,9		
America	3,1		9,9	1,3	17,4	0,1		
Australia e Oceania					0,5			
	88,0	2,7	115,5	3,2	121,0	11,4	49,0	22,9

Pozzi produttivi^(d)

(numero)	2017			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	231,0	184,7	573,0	495,7
Resto d'Europa	378,0	65,0	177,0	92,2
Africa Settentrionale	687,0	284,5	90,0	48,9
Egitto	1.186,0	729,4	139,0	46,8
Africa Sub-Sahariana	2.786,0	585,7	330,0	29,1
Kazakhstan	205,0	55,6		
Resto dell'Asia	739,0	477,5	1.032,0	402,0
America	273,0	134,1	296,0	86,7
Australia e Oceania	7,0	3,8	18,0	3,8
	6.492,0	2.520,3	2.655,0	1.205,2

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

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

(d) Include 1.960 (716,2 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamenti sullo stesso foro (pozzi a completamento multiplo). L'attività perforativa a completamento multiplo consente di produrre temporaneamente da diverse formazioni di idrocarburi mineralizzate a petrolio e gas attraverso un unico pozzo.

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

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-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 operativi	(337)	(687)	(504)	(314)	(986)	(396)	(206)	(312)	(48)	(3.790)
Imposte sulla produzione	(130)		(200)		(331)		(11)		(5)	(677)
Costi di ricerca	(26)	(122)	(22)	(191)	(60)		(61)	(39)	(4)	(525)
Ammortamenti e svalutazioni ^(b)	(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 operativi			(8)		(37)		(9)	(40)		(94)
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) 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 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 operativi	(311)	(599)	(451)	(356)	(968)	(269)	(215)	(325)	(49)	(3.543)
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 operativi			(9)				(10)	(54)		(73)
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
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^(b)	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^(b)		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^(b)	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^(b)		6	23		1.128		95	1.695		2.947

(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 €969 milioni nel 2017 e per €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 sostenuti^(a)

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
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
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 ^(b)	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 ^(c)			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 ^(b)	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 ^(c)		1	1		112		35	554		703
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2	1		112		49	555		719

(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 €355 milioni nel 2017, decrementi per €665 milioni nel 2016 e decrementi per €817 milioni nel 2015.

(c) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €23 milioni nel 2017, decrementi 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 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

(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&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 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

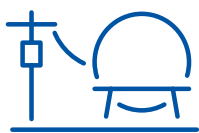
(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2015									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	16.760	18.692	58.390	44.114	34.589	13.027	8.101	3.519	197.192
Costi futuri di produzione	(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 attualizzati

	(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2017				
Valore al 31 dicembre 2016		26.717	3.121	29.838
Aumenti (diminuzioni):				
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(14.125)	(432)		(14.557)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	23.940	1.482		25.422
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.697			1.697
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.817)	495		(2.322)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.203	45		7.248
- revisioni delle quantità stimate	5.269	(2.285)		2.984
- effetto dell'attualizzazione	3.864	438		4.302
- variazione netta delle imposte sul reddito	(6.498)	238		(6.260)
- acquisizioni di riserve	10			10
- cessioni di riserve	(2.995)			(2.995)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(5.272)	(469)		(5.741)
Saldo aumenti (diminuzioni)	10.276	(488)		9.788
Valore al 31 dicembre 2017	36.993	2.633		39.626
2016				
Valore al 31 dicembre 2015		34.469	3.321	37.790
Aumenti (diminuzioni):				
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(11.222)	(347)		(11.569)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(24.727)	(1.586)		(26.313)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	4.563			4.563
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.357)	650		(1.707)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.578	151		7.729
- revisioni delle quantità stimate	2.840	(131)		2.709
- effetto dell'attualizzazione	5.705	514		6.219
- variazione netta delle imposte sul reddito	9.200	386		9.586
- acquisizioni di riserve				
- cessioni di riserve				
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	668	163		831
Saldo aumenti (diminuzioni)	(7.752)	(200)		(7.952)
Valore al 31 dicembre 2016	26.717	3.121		29.838
2015				
Valore al 31 dicembre 2014		56.035	3.558	59.593
Aumenti (diminuzioni):				
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(14.846)	(179)		(15.025)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(70.909)	(2.858)		(73.767)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	524			524
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.711)	(241)		(1.952)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.960	604		9.564
- revisioni delle quantità stimate	12.322	915		13.237
- effetto dell'attualizzazione	11.288	629		11.917
- variazione netta delle imposte sul reddito	29.530	530		30.060
- acquisizioni di riserve				
- cessioni di riserve	(114)			(114)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	3.390	363		3.753
Saldo aumenti (diminuzioni)	(21.566)	(237)		(21.803)
Valore al 31 dicembre 2015	34.469	3.321		37.790

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Acquisto di riserve proved e unproved		5	2	
Egitto			2	
Africa Sub-Sahariana		5		
Esplorazione		442	417	566
Italia		5		
Resto d'Europa		186	11	133
Africa Settentrionale		55	42	64
Egitto		70	270	168
Africa Sub-Sahariana		25	30	157
Kazakhstan		3		
Resto dell'Asia		20	57	15
America		76	7	29
Australia e Oceania		2		
Sviluppo		7.236	7.770	9.341
Italia		260	407	679
Resto d'Europa		399	590	1.264
Africa Settentrionale		626	747	641
Egitto		3.030	1.700	929
Africa Sub-Sahariana		1.852	2.176	2.998
Kazakhstan		197	707	835
Resto dell'Asia		666	1.213	1.333
America		195	220	637
Australia e Oceania		11	10	25
Altro		56	65	73
		7.739	8.254	9.980



GAS & POWER

PERFORMANCE DELL'ANNO

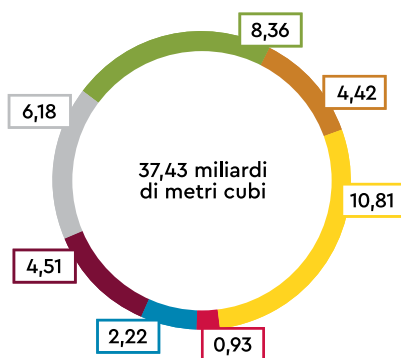
- Nel 2017 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) ha registrato un incremento (+28%) rispetto all'anno precedente attestandosi a 0,37 per effetto di maggiori eventi infortunistici registrati (dipendenti +61%, contrattisti -26%).
- Nel 2017 le emissioni di gas serra aumentano di circa lo 0,5%, per effetto della crescita delle produzioni di energia elettrica (+2,9%) e dei maggiori volumi di gas naturale trasportato.
- Le emissioni di GHG/kWhq riferite alla produzione di energia elettrica hanno registrato una riduzione dello 0,8% rispetto all'anno precedente grazie al proseguimento degli interventi di energy savings.
- Nel 2017 il settore Gas & Power ha registrato un risultato strutturalmente positivo con un anno di anticipo rispetto ai piani grazie alla ristrutturazione del business. L'utile operativo adjusted si attesta a

€214 milioni, miglior risultato degli ultimi sette anni con un incremento di €604 milioni rispetto al 2016.

- Le vendite di gas nel mondo sono state di 80,83 miliardi di metri cubi, con una riduzione del 6,3% rispetto al 2016 (-5,5 miliardi di metri cubi) in linea con la riduzione degli impegni di acquisto dei contratti take-or-pay. In calo del 2,6% le vendite in Italia (37,43 miliardi di metri cubi).
- Le vendite di energia elettrica evidenziano una riduzione del 4,6% (-1,72 TWh) rispetto al 2016. In calo per effetto principalmente dei minori volumi commercializzati nel settore grossisti e middle market parzialmente compensati dall'aumento delle vendite ai clienti large.
- Gli investimenti tecnici di €142 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas e di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica.

VENDITE GAS ITALIA

PSV e borsa PMI e terziario Termoelettrici Industriali
Residenziali Autoconsumi Grossisti

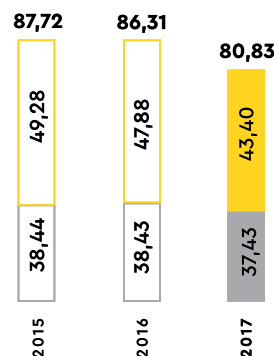


Per un totale di **8,8 milioni** di clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese ed enti pubblici in Italia ed Europa.

VENDITE DI GAS MONDO

(miliardi di metri cubi)

■ Vendite in Italia
■ Vendite internazionali



MERCATO

1. Gas naturale

Attività di approvvigionamento

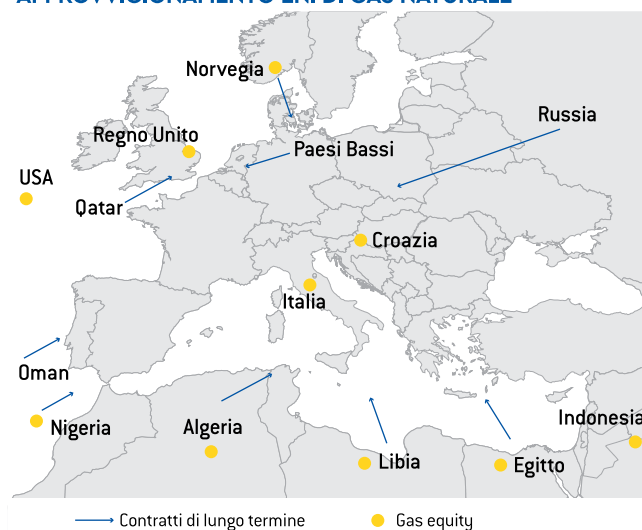
L'attività di approvvigionamento è attività libera, non soggetta a re-

golamentazione. 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. Il 90% del portafoglio di approvvigionamento gas risulta caratterizzato da formule prezzo con indice hub. Ulteriori punti di forza Eni sono rappresentati dalla disponibilità di produzioni equity, dalla presenza in tutte le fasi della filiera del GNL (liquefazione, shipping e rigassificazione) e accesso alle infrastrutture, dalle attività di trading e risk management. Complessivamente, il fabbisogno di gas di Eni è soddisfatto con forniture definite 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 78,28 miliardi di metri cubi in riduzione di 4,36 miliardi di metri cubi, pari al -5,3%, rispetto al 2016. I volumi di gas approvvigionati all'estero (73,23 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 94% del totale, sono diminuiti rispetto al 2016 (-3,41 miliardi di metri cubi; -4,4%) per effetto dei minori volumi approvvigionati nei Paesi Bassi (-4,40 miliardi di metri cubi) a seguito della termination di un contratto d'acquisto, in Qatar

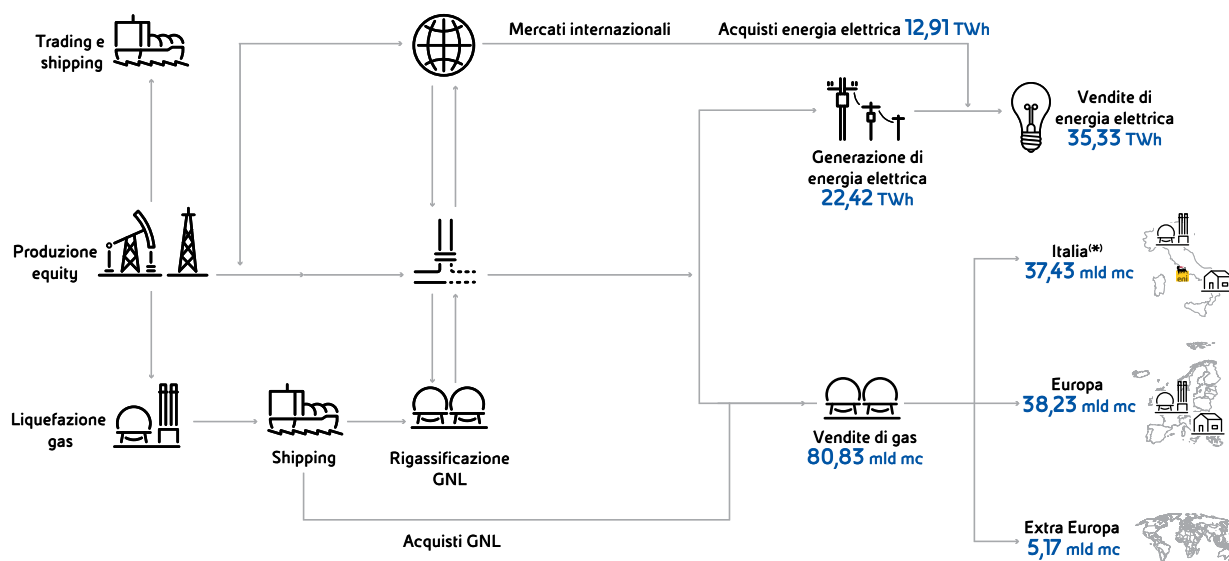
APPROVVIGIONAMENTO ENI DI GAS NATURALE



(-0,92 miliardi di metri cubi) e in Norvegia (-0,70 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati nel Regno Unito (+0,28 miliardi di metri cubi) ed Algeria (+0,28 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (5,05 miliardi di metri cubi) sono in calo del 15,8% rispetto al periodo di confronto per effetto di minori forniture equity.

CICLO DEL VALORE DEL GAS & POWER

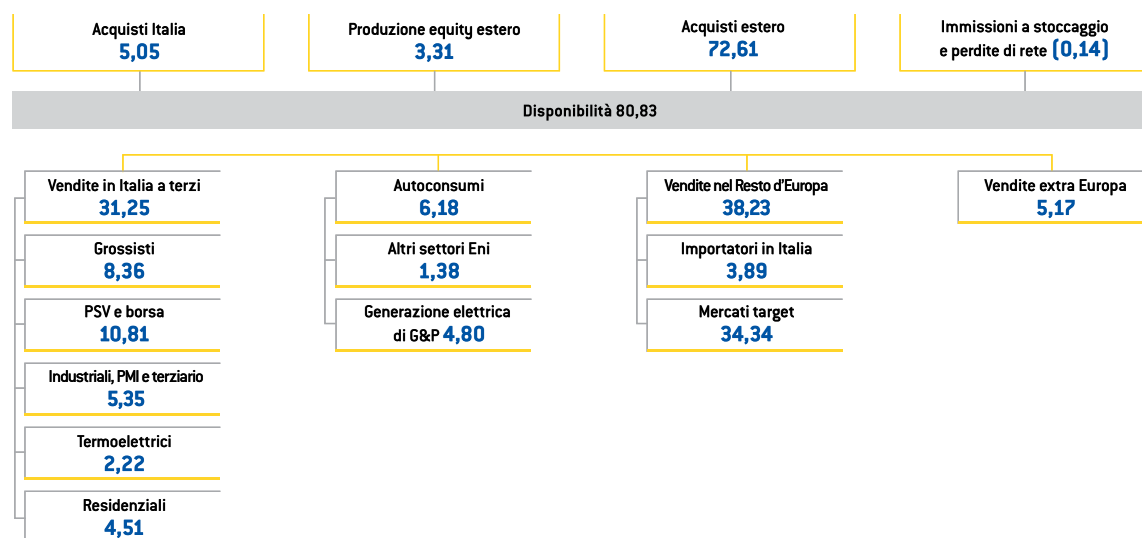
Eni è presente in tutte le fasi della catena del valore del gas: approvvigionamento, trading e marketing di gas naturale e GNL, nonché nelle attività di generazione e vendita di energia elettrica. Eni vanta la leadership nel mercato europeo del gas grazie ai vantaggi competitivi assicurati dalla disponibilità 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.



[*] Inclusi 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 8,8 milioni di clienti in Italia ed in Europa. In particolare sono 7,7 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese ed enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale.

In un contesto di mercato caratterizzato da un lieve recupero della domanda nel 2017 (+6% e +4% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2016, rispettivamente) ma ancora depresso e caratterizzato dalla crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) atte a preservare la redditività del business.

Vendite e quote di mercato per segmento di utilizzo

(miliardi di metri cubi)	2017		2016		Var. % 2017 vs. 2016
	Volumi venduti	Quota di mercato (%)	Volumi venduti	Quota di mercato (%)	
Italia a terzi	31,25	41,6	32,33	45,6	(3,3)
Grossisti	8,36		7,93		5,4
PSV e borsa	10,81		12,98		(16,7)
Industriali	4,42		4,54		(2,6)
PMI e terziario	0,93		1,72		(45,9)
Termoelettrici	2,22		0,77		..
Residenziali	4,51		4,39		2,7
Autoconsumi	6,18		6,10		1,3
TOTALE ITALIA	37,43	49,8	38,43	54,2	
Domanda Gas^(a)	75,15		70,91		6,0

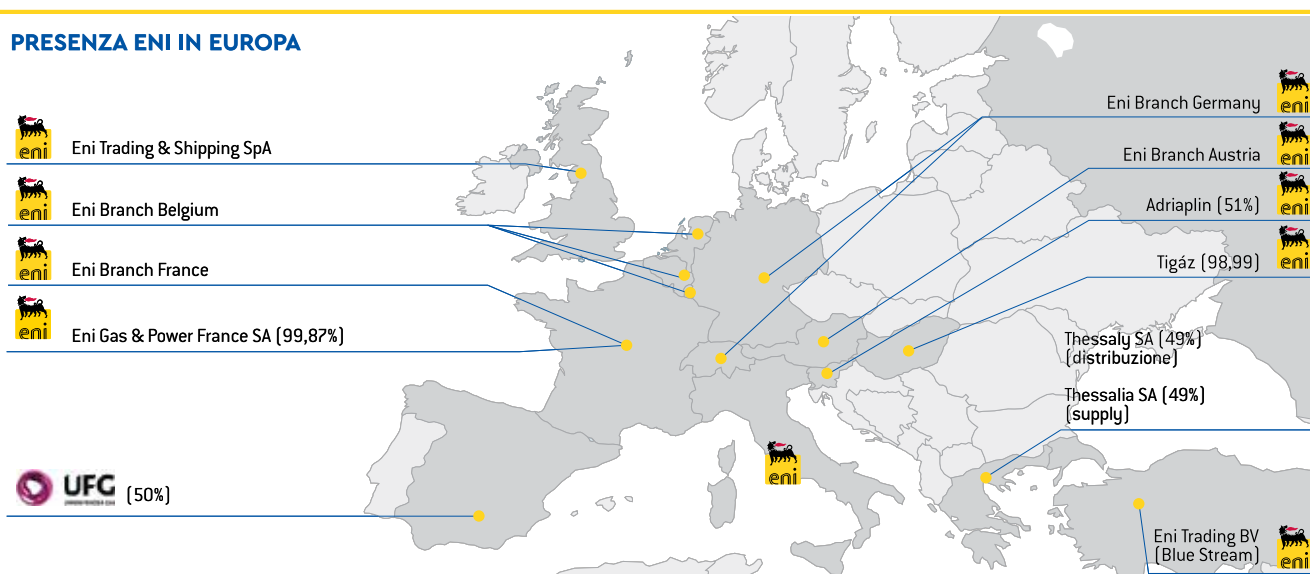
(a) Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico.

Vendite di gas per mercato

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

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

PRESENZA ENI IN EUROPA



La percentuale indicata rappresenta la quota di possesso Eni al 31 dicembre 2017.

Benelux

In linea con la razionalizzazione del portafoglio delle attività retail Gas&Power, Eni ha perfezionato la cessione a Eneco delle attività gas&power retail in Belgio relative a circa 850.000 punti di allacciamento di energia elettrica e gas con una quota di mercato di circa il 10%. Nel 2017, le vendite Eni di gas naturale nel Benelux ai segmenti industriali, grossista, termoelettrico e retail ammontano a 5,06

miliardi di metri cubi, in diminuzione di 1,97 miliardi di metri (pari al 28%) per minori vendite spot.

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 2017, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 6,38 miliardi di metri cubi con un decremento di 1,04 miliardi di metri cubi, pari al 14%, rispetto al 2016.

Germania/Austria

Eni è presente nel mercato tedesco del gas naturale attraverso una struttura commerciale diretta. Complessivamente, nel 2017 Eni ha venduto 6,95 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con un decremento di 0,86 miliardi di metri cubi, pari all'11% rispetto all'anno precedente.

Spagna

Eni è presente nel mercato spagnolo del gas naturale attraverso la joint venture Unión Fenosa Gas ("UFG" - Eni 50%), attiva nell'approvvigionamento e nella vendita di gas naturale ai clienti del settore industriale, grossisti e termoelettrico. Nel 2017 le vendite di gas di UFG in Europa sono state di 3,92 miliardi di metri cubi (1,96 miliardi in quota Eni). UFG partecipa con l'80% nell'impianto di liquefazione di Damietta sulla costa egiziana, nonché con il 7,36% a un impianto di liquefazione in Oman. Nel 2017, le vendite in Spagna di Eni sono state 5,06 miliardi di metri cubi, in calo di 0,22 miliardi di metri cubi (-4,2%).

Turchia

Eni commercializza gas naturale di provenienza russa trasportato attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2017, le vendite sono state di 8,03 miliardi di metri cubi di gas, con un incremento di 1,48 miliardi di metri cubi, pari al 22,6% rispetto al 2016 per effetto dei maggiori ritiri effettuati da Botas.

Regno Unito

Eni commercializza nel Regno Unito gas naturale attraverso la consociata ETS che, tra l'altro, vende il gas equity prodotto dai giacimenti Eni nel Mare del Nord e opera nei principali hub del Nord Europa (NBP, Zeebrugge, TTF). Nel 2017, le vendite Eni sono state di 2,21 miliardi di metri cubi con un aumento pari al 10% rispetto all'anno precedente.

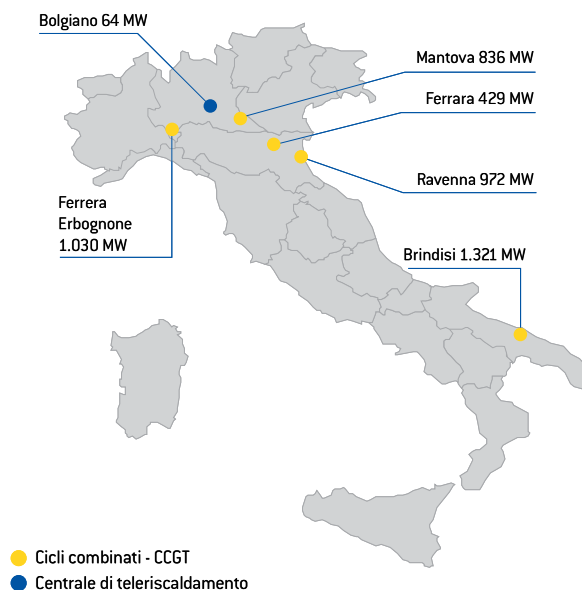
2. GNL

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. Nei prossimi anni Eni intende aumentare i volumi commercializzati nei mercati a premio dirottando le disponibilità attraverso l'ottimizzazione del portafoglio e una sempre maggior integrazione con l'upstream.

Le vendite di GNL (14,2 miliardi di metri cubi) sono in aumento rispetto al 2016 (+1,8 miliardi di metri cubi) grazie ai maggiori volumi presso i terminali Exploration & Production in Angola ed Indonesia a seguito dei ramp-up e start-up produttivi, confermando il successo del modello operativo Eni basato sullo sviluppo integrato dei progetti nei settori upstream e mid-downstream.

Le vendite di GNL del settore Gas & Power (8,3 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, Nigeria, Oman, Indonesia ed Algeria e commercializzato principalmente in Europa, Far East, Kuwait, India ed Egitto.

CENTRALI E STABILIMENTI ENI IN ITALIA



Capacità installata al 31 dicembre 2017: 4.662 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 24,1 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. Eni dispone di impianti fotovoltaici diffusi nel territorio italiano, con una capacità installata pari a 10 MW.

3. Generazione elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrara Erbognone, Ravenna, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Al 31 dicembre 2017, la potenza installata in esercizio è di 4,7 gigawatt (invariata rispetto al 31 dicembre 2016). Nel 2017, la produzione di energia elettrica è stata di 22,42 TWh, in aumento di 0,64 TWh rispetto al 2016, pari al +2,9%. A completamento della produzione, Eni ha acquistato 12,91 TWh di energia elettrica (-15,5% rispetto al 2016) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Le vendite di energia elettrica (35,33 TWh) in flessione del 4,6% rispetto al 2016 sono state destinate ai clienti del mercato libero (75%), borsa elettrica (15%), siti industriali (8%) e altro (2%). La riduzione di 0,96 TWh nel mercato libero pari a -3,5%, è riconducibile alle minori vendite al middle market (-2,69 TWh), ai grossisti (-2,35 TWh), al residenziale (-0,92 TWh) e alle PMI (-0,46 TWh), solo in parte compensate dall'aumento dei volumi destinati ai clienti large (+5,46 TWh).

TRASPORTO INTERNAZIONALE

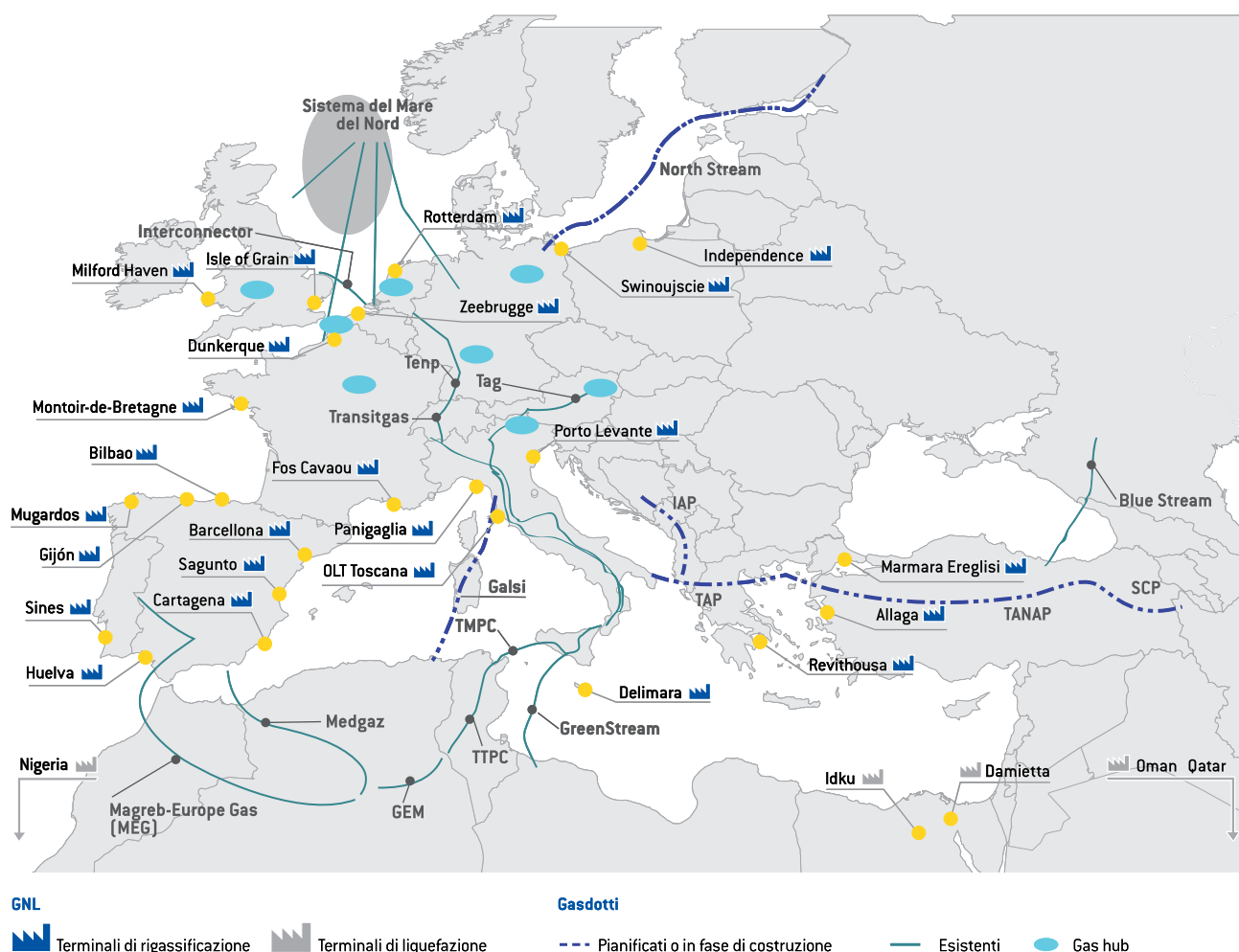
Eni, in qualità di shipper, dispone dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nord africani funzionale all'importazione e alla commercializzazione in Italia e in Europa del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi, Norvegia e Libia. 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;
- **il gasdotto TMPC** per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 775 chilometri (cinque linee lunghe ciascuna 155 chilometri) e della capacità di trasporto di 33,5 miliardi di metri cubi/anno. Realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia da Cap Bon a Mazara del Vallo, punto di ingresso in Italia;

- **il gasdotto Green Stream** per l'importazione del gas libico prodotto dai giacimenti di Wafa e Bahr Essalam operati da Eni. Il gasdotto, composto da una linea di 520 chilometri, realizza l'attraversamento sottomarino del Mar Mediterraneo collegando l'impianto di trattamento di Mellitah sulla costa libica con Gela in Sicilia, punto di ingresso nella rete nazionale di gasdotti. La capacità 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.

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



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

Approvvigionamento di gas naturale

	(miliardi di metri cubi)	2017	2016	2015
Italia		5,05	6,00	6,73
Estero				
Russia		28,09	27,99	30,33
Algeria (incluso il GNL)		13,18	12,90	6,05
Libia		4,76	4,87	7,25
Paesi Bassi		5,20	9,60	11,73
Norvegia		7,48	8,18	8,40
Regno Unito		2,36	2,08	2,35
Ungheria		0,04	0,02	0,21
Qatar (GNL)		2,36	3,28	3,11
Altri acquisti di gas naturale		6,71	5,81	7,21
Altri acquisti di GNL		3,05	1,91	2,02
		73,23	76,64	78,66
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		78,28	82,64	85,39
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		0,31	1,40	
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni		(0,45)	(0,21)	(0,34)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		78,14	83,83	85,05
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ COLLEGATE		2,69	2,48	2,67
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		80,83	86,31	87,72

Vendite di gas per entità

	(miliardi di metri cubi)	2017	2016	2015
Vendite delle società consolidate		77,52	83,34	84,94
Italia (inclusi autoconsumi)		37,43	38,43	38,44
Resto d'Europa		36,10	40,52	41,14
Extra Europa		3,99	4,39	5,36
Vendite delle società collegate (quota Eni)		3,31	2,97	2,78
Resto d'Europa		2,13	1,91	1,75
Extra Europa		1,18	1,06	1,03
Totale vendite gas mondo		80,83	86,31	87,72

Vendite di GNL

	(miliardi di metri cubi)	2017	2016	2015
Vendite G&P		8,3	8,1	9,0
Europa		5,2	5,2	4,8
Extra Europa		3,1	2,9	4,2
Vendite E&P		5,9	4,3	4,5
<i>Terminali:</i>				
Soyo (Angola)		0,7	0,1	
Bontang (Indonesia)		1,3	0,4	0,5
Point Fortin (Trinidad e Tobago)		0,6	0,7	0,7
Bonny (Nigeria)		2,9	2,6	2,8
Darwin (Australia)		0,4	0,5	0,5
Totale vendite di GNL		14,2	12,4	13,5

Vendite di energia elettrica

	(terawattora)	2017	2016	2015
Mercato libero		26,53	27,49	25,90
Borsa elettrica		5,21	5,64	5,09
Siti		3,01	3,11	3,23
Altro ^(a)		0,58	0,81	0,66
Vendite di energia elettrica		35,33	37,05	34,88
Produzione di energia elettrica		22,42	21,78	20,69
Acquisti di energia elettrica^(a)		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 Eni Power

	Capacità installata ^(a) al 31/12/2017 (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
Bolgiano	64	2012	Centrale elettrica	Gas
Impianti fotovoltaici	10	2011-2014	Fotovoltaico	Fotovoltaico
	4.662			

(a) Capacità disponibile a conclusione delle attività di smantellamento.

(b) Capacità in quota Eni.

Generazione elettrica

		2017	2016	2015
Acquisti				
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.359	4.334	4.270
Altri combustibili	(migliaia di tep)	392	360	313
Produzioni				
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	22,42	21,78	20,69
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	7.551	7.974	9.318
Capacità installata (in esercizio)	(GW)	4,7	4,7	4,9

Infrastrutture di trasporto

Tratta	Linee (n.)	Lunghezza complessiva (km)	Diametro (pollici)	Capacità di trasporto ^(a) (mld mc/a)	Capacità di transito ^(b) (mld mc/a)	Stazioni di compressione (n.)
TTPC (Oued Saf-Saf-Cap Bon)	2 linee da 370 km	740	48	34,3	33,2	5
TMPC (Cap Bon-Mazara del Vallo)	5 linee da 155 km	775	20/26	33,5	33,5	
Greenstream (Mellitah-Gela)	1 linea da 520 km	520	32	8,0	8,0	1
Blue Stream (Beregovaya-Samsun)	2 linee da 387 km	774	24	16,0	16,0	1

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

(b) È la massima portata proveniente dai vari punti di immissione del gasdotto e trasportata fino alla struttura di trasporto immediatamente a valle.

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Italia		99	73	100
Estero		43	47	54
		142	120	154
Mercato		138	110	138
Mercato		102	69	69
Italia		63	32	31
Estero		39	37	38
Generazione elettrica		36	41	69
Trasporto internazionale		4	10	16
		142	120	154



REFINING & MARKETING E CHIMICA

PERFORMANCE DELL'ANNO

- Nel 2017 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) della forza lavoro totale ha registrato un incremento (+63,2% rispetto al 2016).
- Le emissioni di GHG hanno registrato una riduzione dell'8% in termini assoluti. Gli interventi di efficienza energetica e contenimento delle emissioni fuggitive di metano hanno contribuito alla riduzione del 7,2% del rapporto tra emissioni e lavorazioni.
- Nel 2017 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €991 milioni, che rappresenta un miglioramento di €408 milioni rispetto al 2016 (+70%). Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €531 milioni, risultato migliore degli ultimi otto anni. L'incremento del 91% ha beneficiato principalmente delle azioni di riassetto del sistema di raffinazione Eni eseguite negli ultimi anni che hanno consentito di ridurre il margine break-even 2017 al di sotto dei 4 \$/barile. Positiva anche la performance del business commerciale per effetto delle politiche commerciali che hanno favorito i segmenti premium.
La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €460 milioni (+51%) rispetto al 2016 che chiudeva con un utile di €305 milioni, rappresentando la miglior performance della storia recente della chimica Eni grazie al positivo andamento dello scenario e ai benefici da azioni di ottimizzazione impiantistica.
- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2017 sono state di 24,02 milioni di tonnellate, in riduzione del 2% rispetto al periodo di confronto, a causa dell'indisponibilità di alcuni impianti a Sannazzaro e alla fermata di Taranto, solo in parte compensati dalle migliori performance di Milazzo e Livorno.
- In aumento i volumi di lavorazione di oli vegetali per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia (0,24 milioni di tonnellate; +14,3% rispetto al 2016).
- Le vendite sulla rete in Italia (6,01 milioni di tonnellate) sono in aumento rispetto al 2016 (circa 8 mila tonnellate, +1,3%).
- Le vendite rete nel resto d'Europa (2,53 milioni di tonnellate) sono diminuite del 4,9% rispetto al 2016 per effetto essenzialmente della cessione delle attività in Ungheria e Slovenia nel secondo semestre 2016. A parità di perimetro, escludendo l'effetto delle cessioni, le vendite aumentano dell'1,1% per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Austria e Germania.

- Le vendite dei prodotti petrolchimici di 3,71 milioni di tonnellate hanno evidenziato un leggero calo (-1,3% rispetto al 2016) in un contesto di mercato caratterizzato da consumi stagnanti. In aumento le vendite nel segmento dei polimeri, compensate dalla riduzione nelle altre linee di business.
- Gli investimenti tecnici del settore di €729 milioni hanno riguardato principalmente l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€395 milioni), finalizzati essenzialmente ai lavori di ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, alla conversione del sistema di raffinazione, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; l'attività di marketing (€131 milioni) per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione in Italia e Resto d'Europa.
- La spesa in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing e Chimica è stata di circa €58 milioni. Nel corso dell'anno sono state depositate 15 domande di brevetto.

LICENSING TECNOLOGIA EST

Valorizzato il know-how della raffinazione attraverso due accordi di licensing con le società cinesi Sinopec e Zhejiang Petrochemicals per l'utilizzo della tecnologia di conversione Eni Slurry Technology (EST). L'accordo con Sinopec prevede la definizione da parte di Eni del progetto di ingegneria di base relativo alla costruzione di un impianto di raffinazione basato sulla stessa tecnologia (EST) e in grado di convertire completamente i residui di raffinazione in prodotti leggeri di elevata qualità, azzerando la produzione di residui pesanti di raffinazione sia liquidi sia solidi, con significativi vantaggi ambientali. Il contratto firmato nel marzo 2018 con Zhejiang Petrochemicals prevede la costruzione di due linee produttive con tecnologia EST, ciascuna con una capacità di raffinazione prevista di 3 milioni di tonnellate annue, nell'ambito della realizzazione di una nuova raffineria con capacità di 40 milioni di tonnellate annue, prevista in avvio nel 2020. L'accordo prevede inoltre il Process Design Package relativo agli impianti, il training, l'assistenza tecnica, i Proprietary Equipment e la vendita del catalizzatore.

GREEN REFINERY DI GELA

Progressi nel progetto di riconversione della raffineria di Gela il cui completamento è previsto entro il 2018. Le caratteristiche dell'impianto consentiranno la produzione di green diesel nel rispetto dei recenti vincoli normativi in termini di riduzione delle emissioni di GHG su tutta la filiera e l'impiego dell'intera capacità nel processare materie prime di seconda generazione.

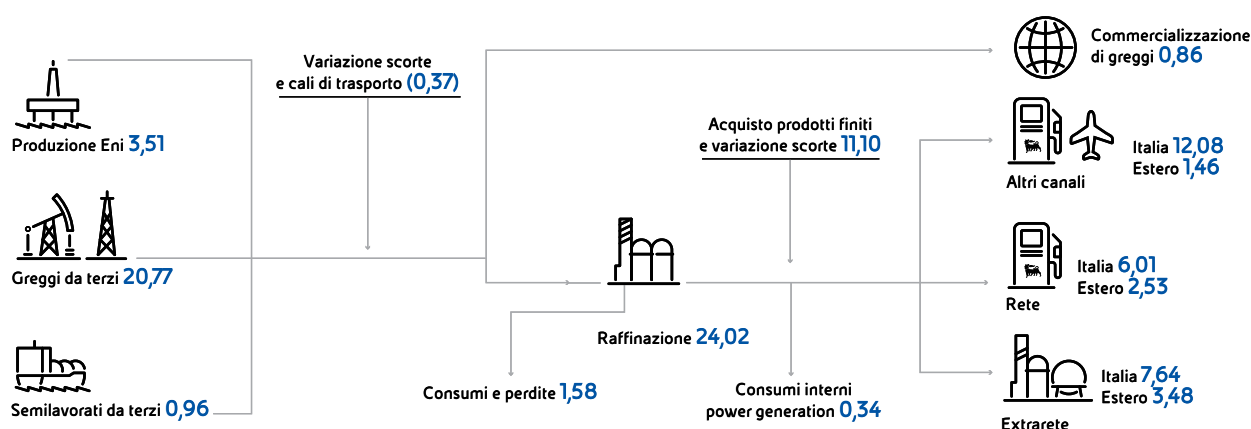
SVILUPPO INTERNAZIONALE DELLA CHIMICA

Firmato un accordo di partnership strategica tra Versalis e Bridgestone per lo sviluppo di una piattaforma tecnologica per la commercializzazione del guayule nei settori agronomici, della gomma sostenibile e dei prodotti chimici da rinnovabili. La partnership coniuga le competenze di Versalis nella ricerca sul guayule, nello sviluppo dell'ingegneria di processo e del mercato di prodotti da fonti

rinnovabili su scala commerciale con la leadership di Bridgestone nella coltivazione e nella tecnologia di produzione del guayule. Avviati nel novembre 2017, in un tempo record di 26 mesi, gli impianti per la produzione degli elastomeri di Lotte Versalis Elastomers (LVE), joint venture paritetica Versalis-Lotte Chemical. Il complesso industriale è costituito da tre impianti con una capacità complessiva di 200 mila tonnellate/anno per la produzione di elastomeri per pneumatici ed altri componenti del settore automotive.

CICLO PRODUZIONE PRODOTTI PETROLIFERI 2017

(milioni di tonnellate)



REFINING & MARKETING

1. Raffinazione

Eni è attiva nel settore della raffinazione in Italia e in Germania. Inoltre, in Italia, Eni ha convertito l'ex raffineria di Venezia in green refinery (primo esempio al mondo di trasformazione in bioraffineria) e ha avviato il progetto di riconversione green anche presso il sito industriale dell'ex raffineria di Gela.

Nel 2017, la capacità bilanciata del sistema di raffinazione Eni è stata di circa 27,4 milioni di tonnellate (548 mila barili/giorno) con un indice di conversione del 54%.

La capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stata di 19,4 milioni di tonnellate (388 mila barili/giorno), con un indice di conversione del 55%.

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2017 sono state di 24,02 milioni di tonnellate in riduzione del 2% rispetto al corrispondente periodo del 2016 (-0,5 milioni di tonnellate) a causa dell'indisponibilità di alcuni impianti a Sannazzaro e alla fermata di Taranto, solo in parte compensati dalle migliori performance di Milazzo e Livorno.

Italia

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

Sistema di raffinazione 2017

	Quota di partecipazione	Capacità di raffinazione bilanciata (quota Eni)	Tasso di utilizzo della capacità bilanciata (quota Eni)	Conversione equivalente ^(a)	Cracking catalitico a letto fluido - FCC ^(b)	Residue Conversion ^(b)	Hydrocracking ^(b)	Visbreaking/ Thermal Cracking ^(b)
	(%)	(mgl bl/g)	(%)	(%)	(mgl bl/g)	(mgl bl/g)	(mgl bl/g)	(mgl bl/g)
Raffinerie di proprietà		388	83	55	34	40	71	29
Italia								
Sannazzaro	100	200	83	73	34	14	51	29
Taranto	100	104	68	56		26	20	
Livorno	100	84	99	11				
Raffinerie partecipate		160	104	52	143	25	75	27
Italia								
Milazzo	50	100	109	60	45	25	32	
Germania								
Vohburg/Neustadt (Bayernoil)	20	41	93	36	49		43	
Schwedt	8,33	19	102	42	49			27
TOTALE RAFFINERIE		548	89	54	177	65	146	56

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

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

Sannazzaro: ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 200 mila barili/giorno e un indice di conversione del 73%. Situata nella Pianura Padana, è una delle raffinerie più efficienti d'Europa e la sua elevata flessibilità consente di lavorare un'ampia varietà di greggi. La raffineria dispone di due impianti di distillazione primaria e di relative facilities, in particolare 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%.

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 60,77%) 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. Dispone di due impianti di distillazione primaria e una unità di vacuum, di due unità di desolforazione, di un'unità di cracking catalitico a letto fluido (FCC), di un'unità di conversione distillati medi hydrocracking (HDC) e di un'unità di trattamento dei residui (LC-Finer).

Estero

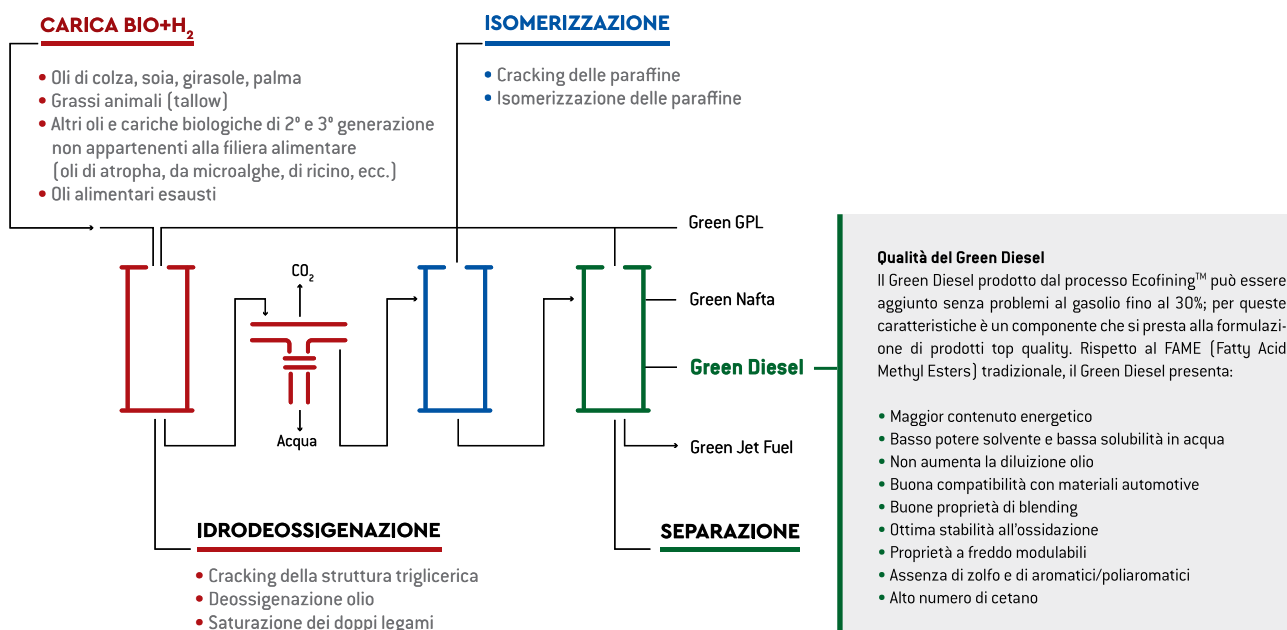
In Germania, Eni possiede una partecipazione dell'8,33% nella raffineria di Schwedt e una partecipazione del 20% in Bayernoil, un polo di raffinazione integrato che comprende le raffinerie di Vohburg e Neustadt. La capacità di raffinazione in quota Eni è di circa 60 mila barili/giorno utilizzata per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

2. Bioraffinazione¹

Bioraffinerie

	Quota di partecipazione	Capacità (2017)	Capacità (a regime)	Lavorazioni (2017)
	(%)	(mgl t/a)	(mgl t/a)	(mgl t/a)
Interamente possedute				
Venezia	100	360	560	242
Gela	100	-	750	-
Totale		360	1.310	242

BIOPRODOTTI

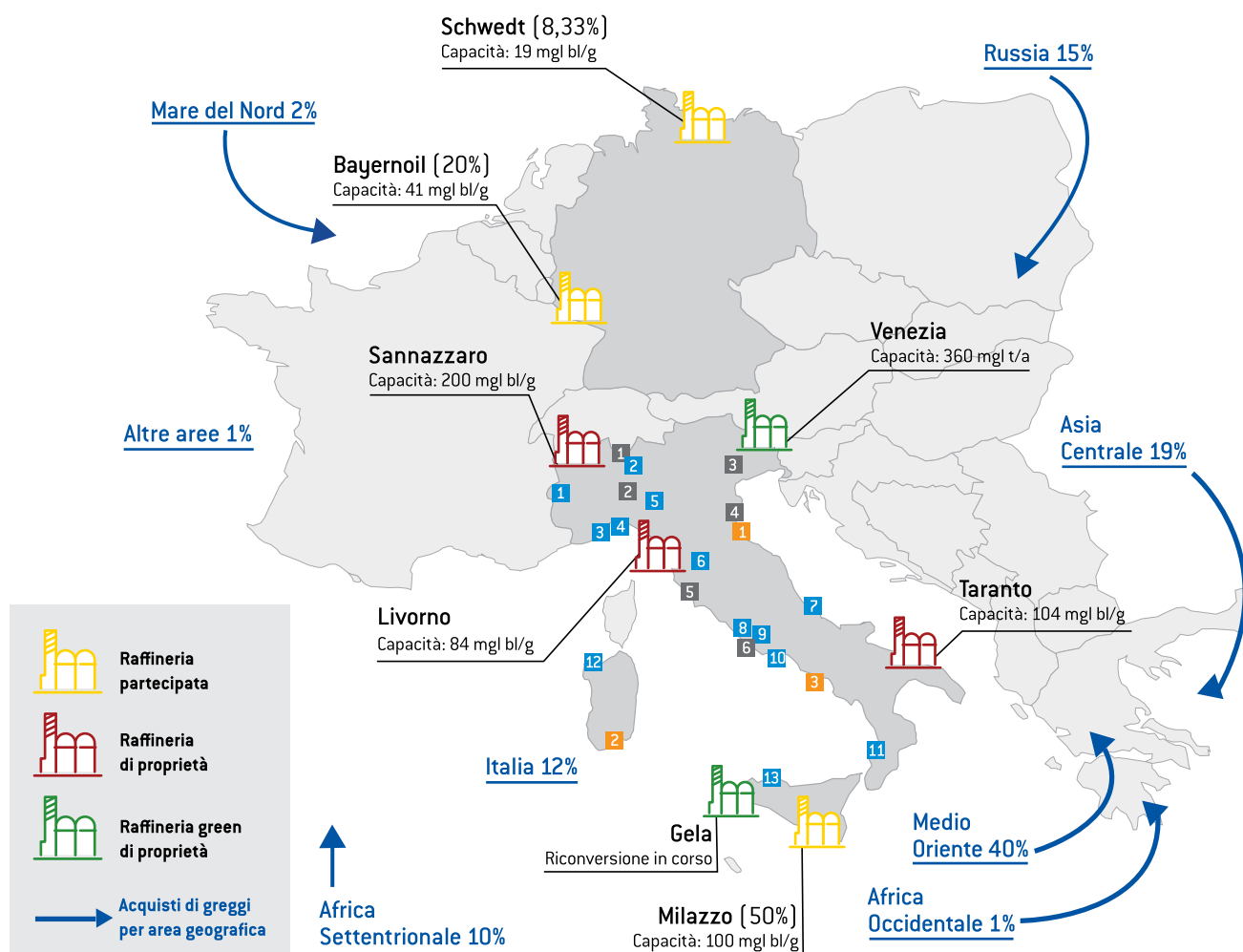


Venezia (Porto Marghera): nel giugno 2014 è stata avviata la bioraffineria di Porto Marghera, della capacità di circa 360 mila tonnellate/anno di green diesel prodotto da oli vegetali raffinati con tecnologia Eni (Ecofining™). Un'ulteriore fase di sviluppo è in corso. A regime, la produzione sarà in 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.

Gela: nel novembre 2014 è stato concordato con il Ministero dello Sviluppo Economico, la Regione Sicilia e le parti sociali, il piano di rilancio del sito di Gela. Il punto chiave dell'accordo è la riconversione della raffineria in bioraffineria. Nel 2017 le attività di riconversione proseguono e sono in linea con le fasi previste dall'accordo siglato con le parti. Nell'agosto 2017 è stata rilasciata l'autorizzazione

VIA/AIA, relativa alla valutazione di impatto ambientale, da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e del Ministero dei Beni Culturali. Il completamento del progetto di riconversione della raffineria di Gela in Green Refinery, con le prime produzioni di biocarburanti dalla lavorazione di olio di palma raffinato, è previsto entro il 2018. La raffineria avrà una capacità di 750 mila tonnellate/anno e farà leva sulla tecnologia di conversione Eni Ecofining™ in grado di convertire materie prime di seconda generazione in green diesel, un biocarburante altamente sostenibile. L'impianto, che impegnerà l'intera capacità produttiva nel processare materie prime di seconda generazione, consentirà di produrre green diesel nel rispetto dei recenti vincoli normativi in termini di riduzione delle emissioni di GHG lungo tutta la catena produttiva.

[1] Eni possiede al 100% la Green Refinery di Venezia e il sito industriale della ex Raffineria di Gela, dove è in corso la realizzazione di un'altra bioraffineria.

IL SISTEMA DI RAFFINAZIONE, LOGISTICA E LE RAFFINERIE GREEN ENI^(*)

Depositi di proprietà			Depositi in Joint Venture		
CARBURANTI E COMBUSTIBILI			GPL		
1 Volpiano	6 Calenzano	11 Vibo Valentia	1 Ravenna	1 Disma	
2 Rho	7 Ortona	12 Porto Torres	2 Sarroch	2 SIGEMI Arquata	
3 Genova Pegli	8 Pantano	13 Palermo	3 Napoli	3 Petroven	
4 Porto Petroli Genova	9 Pomezia			4 Petra, Ravenna	
5 Fiorenzuola	10 Gaeta			5 Toscopetrol	
				6 Seram	

(*) Il dato relativo alla capacità si riferisce alla capacità bilanciata in quota Eni nel 2017.

3. Logistica

Eni è uno dei principali operatori in Italia nello stoccaggio e nel trasporto di prodotti petroliferi disponendo di una struttura logistica integrata composta da una rete di oleodotti e da un sistema di 16 depositi di proprietà a gestione diretta distribuiti sul territorio nazionale. La logistica Eni è organizzata in tre hub (Italia meridionale, centrale e settentrionale), con 5 aree principali che attraverso il monitoraggio e la centralizzazione dei flussi di movimentazione assicurano un maggior recupero di efficienza, in particolare nelle attività di raccolta ed evasione ordini. Eni partecipa in 6 joint venture con i più importanti produttori petroliferi nazionali (Sigemi, Petroven, Petra, Seram, Disma e Toscopetrol), con l'obiettivo di ridurre i costi e migliorare l'efficienza gestionale. 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 1.462 chilometri di proprietà. La distribuzione secondaria dei prodotti per il mercato rete ed extrarete è affidata a società terze, proprietarie anche dei mezzi, selezionate come market leader nel proprio settore.

4. Ossigenati

Eni, attraverso la controllata Ecofuel (100% Eni), ha venduto circa 1 milione 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 l'85% 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 15% da acquisti.

MARKETING

1. Rete Italia

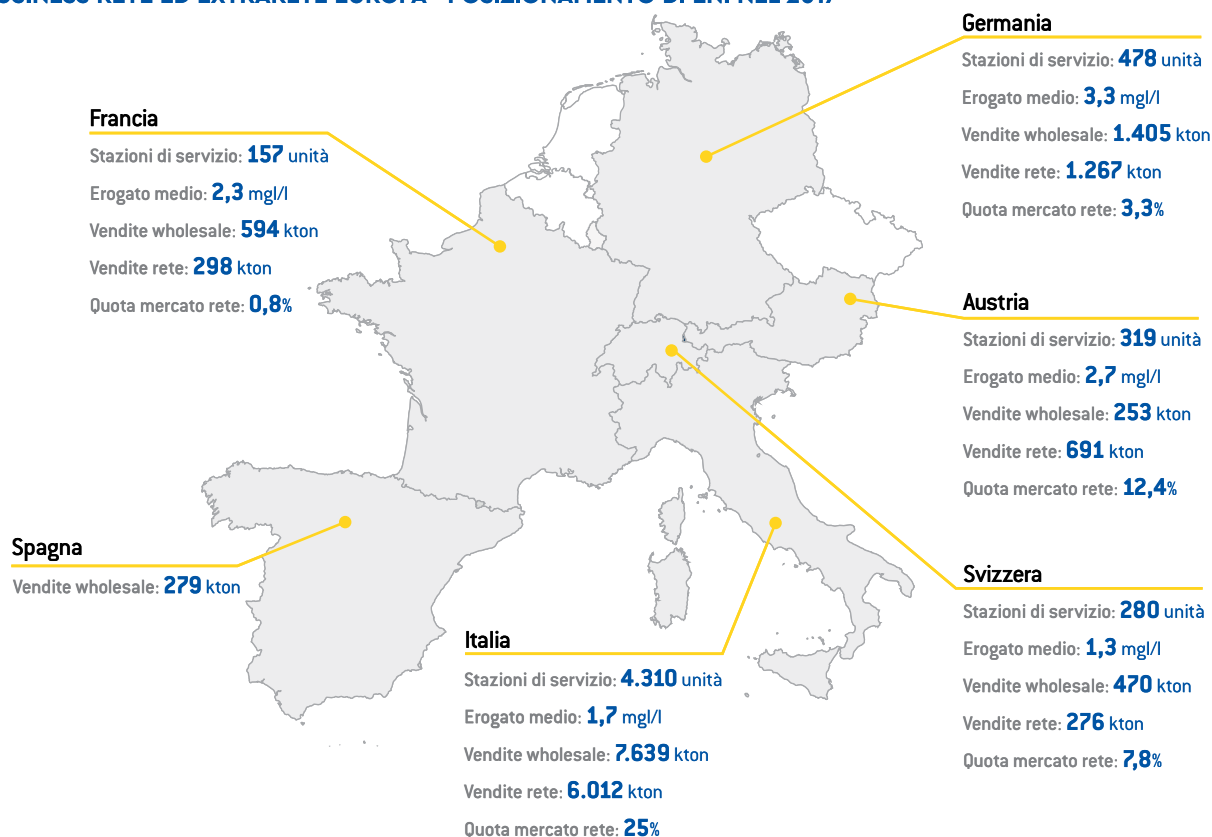
In Italia, Eni è leader nella distribuzione rete di prodotti petroliferi con una quota di mercato del 25% in aumento di 0,7 punti percentuali rispetto al 2016. Nel 2017, le vendite sulla rete in Italia (6,01 milioni di tonnellate) sono in lieve crescita rispetto al 2016 (circa 80 mila tonnellate, +1,3%). L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.588 mila litri) ha registrato un aumento di circa 40 mila litri rispetto al 2016.

Al 31 dicembre 2017 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.310 stazioni di servizio con un decremento di 86 unità rispetto al 31 dicembre 2016 (4.396 stazioni di servizio) per effetto della chiusura di impianti a basso erogato (25 unità) e del saldo negativo tra aperture e risoluzioni di contratti di convenzionamento (56 unità) e concessioni autostradali (5 unità).

2. Rete Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,53 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione del 4,9% rispetto al periodo di confronto. Tale risultato riflette essenzialmente la cessione delle attività in Ungheria e Slovenia nel corso del secondo semestre 2016. A struttura omogenea, escludendo l'effetto delle citate cessioni, le vendite evidenziano un incremento (+1,1%) per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Austria e Germania. Al 31 dicembre 2017 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.234 stazioni di servizio, con un numero di distributori in aumento di 8 unità rispetto al 31 dicembre 2016 principalmente in Germania. L'erogato medio (2.440 mila litri) è aumentato di 100 mila litri rispetto al 2016 (2.340 mila litri).

BUSINESS RETE ED EXTRARETE EUROPA - POSIZIONAMENTO DI ENI NEL 2017



3. Commercializzazione extrarete

Nel mercato extrarete, Eni commercializza carburanti e combustibili: GPL, nafta, benzina, gasolio, jet fuel, lubrificanti, oli combustibili e bitumi. I clienti sono i rivenditori, le imprese industriali, le società di servizi, gli Enti pubblici e le imprese municipalizzate e i consumatori finali (trasportatori, condomini, operatori del settore agricolo e della pesca, ecc.). Eni mette al servizio della clientela la propria esperienza nel campo dei carburanti e dei combustibili con una gamma di prodotti che copre tutte le esigenze del mercato. L'assistenza ai clienti e la distribuzione dei prodotti sono assicurate dalla capillare organizzazione

commerciale e logistica presente su tutto il territorio nazionale articolata in una struttura diretta (uffici territoriali vendite) e una rete indiretta di agenti e rivenditori/concessionari.

Le vendite extrarete in Italia pari a 7,64 milioni di tonnellate hanno registrato una riduzione di circa 0,52 milioni di tonnellate, pari al 6,4% rispetto al 2016 per effetto dei minori volumi commercializzati di gasoli, bunker e oli combustibili compensati dalle maggiori vendite di jet fuel e bitumi.

Le vendite al settore Petrolchimica (0,86 milioni di tonnellate) hanno registrato una diminuzione del 15,7%.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 3,03 milioni di tonnellate,

sono diminuite del 4,7% rispetto al 2016 per effetto dei minori volumi venduti in Austria e Francia oltre le citate dismissioni nell'Europa dell'Est, compensate dai maggiori volumi in Svizzera e Germania.

Le altre vendite in Italia e all'estero (12,68 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 0,65 milioni di tonnellate, pari al 5,4%, per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

L'attività di commercializzazione del GPL in Italia è supportata dalla produzione del circuito di raffinazione Eni, dalla disponibilità di 5 stabilimenti di imbottigliamento e un deposito secondario di proprietà e dall'importazione di prodotto sui 3 depositi costieri di Livorno, Napoli e Ravenna. Il GPL è utilizzato come combustibile per impianti di riscaldamento nonché nell'autotrazione. Nel 2017 la quota di mercato Eni sul mercato domestico è stata pari al 17,7%. All'estero, il mercato più rilevante per Eni è l'Ecuador, con una quota di mercato pari al 37,9%.

Eni dispone di 6 impianti per la produzione di lubrificanti finiti e grassi in Italia, Spagna, Germania, Nord America, 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 (sistemi idraulici, ingranaggi industriali, lavorazioni dei metalli). In Italia, Eni è leader nella produzione e nella commercializzazione di basi lubrificanti. La produzione di oli base è realizzata presso la raffineria di Livorno. Eni possiede anche uno stabilimento per la produzione di additivi per lubrificanti presso Robassomero (TO). Nel 2017 la quota di mercato detenuta da Eni nel segmento lubrificanti è stata pari al 19,58% in Italia, al 3% in Europa e allo 0,6% su base mondiale. Eni distribuisce i propri prodotti in più di 80 Paesi attraverso consociate, contratti di licensing e distributori.

Approvvigionamento di greggi

	(milioni di tonnellate)	2017	2016	2015
Greggi equity		3,51	3,43	5,04
Altri greggi		20,77	19,92	19,76
Totale acquisti di greggi		24,28	23,35	24,80
Acquisti di semilavorati		0,96	1,35	1,66
Acquisti di prodotti		10,92	11,20	10,68
TOTALE ACQUISTI		36,16	35,90	37,14
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,34)	(0,37)	(0,41)
Altre variazioni ^(a)		(1,76)	(1,92)	(1,22)
		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)	2017	2016	2015
ITALIA				
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		16,03	17,37	18,37
Lavorazioni in conto terzi		(0,34)	(0,27)	(0,38)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		5,46	4,51	4,73
Lavorazioni in conto proprio		21,15	21,61	22,72
Consumi e perdite		(1,36)	(1,53)	(1,52)
Prodotti disponibili da lavorazioni		19,79	20,08	21,20
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		6,74	6,28	6,22
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(0,46)	(0,39)	(0,48)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,34)	(0,37)	(0,41)
Prodotti venduti		25,73	25,60	26,53
TOTALE LAVORAZIONI GREEN		0,24	0,21	0,20
ESTERO				
Lavorazioni in conto proprio		2,87	2,91	3,69
Consumi e perdite		(0,22)	(0,22)	(0,23)
Prodotti disponibili da lavorazioni		2,65	2,69	3,46
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		4,36	4,72	4,77
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,46	0,40	0,48
Prodotti venduti		7,47	7,81	8,71
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		24,02	24,52	26,41
Lavorazioni in conto proprio di greggi equity		3,51	3,43	5,04
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		33,20	33,41	35,24
Vendite di greggi		0,86	0,20	0,27
TOTALE VENDITE		34,06	33,61	35,51

Produzioni e vendite per prodotto

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

Vendite di prodotti petroliferi per canale

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

Vendite per prodotto/canale

	(milioni di tonnellate)	2017	2016	2015
Italia		13,65	14,09	13,80
Vendite rete		6,01	5,93	5,96
Benzina		1,51	1,53	1,60
Gasolio		4,08	3,99	3,96
GPL		0,38	0,36	0,36
Altri prodotti		0,04	0,04	0,04
Vendite extrarrete		7,64	8,16	7,84
Gasolio		3,36	3,70	3,69
Oli combustibili		0,08	0,14	0,12
GPL		0,21	0,22	0,22
Benzina		0,44	0,49	0,38
Lubrificanti		0,08	0,08	0,07
Bunker		0,85	1,01	1,07
Jet fuel		1,96	1,82	1,60
Altri prodotti		0,66	0,70	0,69
Esteri (rete + extrarrete)		6,01	6,27	7,19
Benzina		1,21	1,27	1,51
Gasolio		3,29	3,44	3,98
Jet fuel		0,50	0,62	0,65
Oli combustibili		0,13	0,13	0,17
Lubrificanti		0,10	0,10	0,10
GPL		0,51	0,49	0,51
Altri prodotti		0,27	0,22	0,27
TOTALE		19,66	20,36	20,99

Stazioni di servizio

	(numero)	2017	2016	2015
Italia		4.310	4.396	4.420
Impianti ordinari		4.192	4.273	4.297
Impianti autostradali		118	123	123
Esteri		1.234	1.226	1.426
Germania		478	472	472
Francia		157	156	154
Austria/Svizzera		599	598	604
Europa orientale				196
Impianti che commercializzano prodotti Blu		4.488	4.405	4.466
Impianti che commercializzano Green Diesel		4.471	4.388	4.437
Impianti "Multi-Energy"		4	4	6
Impianti che commercializzano GPL e metano		1.050	1.073	1.176
Vendite non-oil	(€ milioni)	144	146	143

Erogato medio

	(migliaia di litri/numero stazioni di servizio)	2017	2016	2015
Italia		1.588	1.551	1.569
Germania		3.336	3.325	3.351
Francia		2.302	2.360	2.244
Austria/Svizzera		2.009	1.939	1.923
Europa orientale				1.802
Erogato medio complessivo		1.783	1.742	1.754

Quote di mercato in Italia

	(%)	2017	2016	2015
Rete		25,0	24,3	24,5
Benzina		21,2	20,7	21,1
Gasolio		27,0	26,4	26,5
GPL (per autotrazione)		22,7	21,6	22,2
Lubrificanti		35,1	38,5	24,5
Extrarete		26,7	28,4	27,5
Gasolio		24,8	27,2	27,1
Oli combustibili		13,4	21,5	11,1
Bunker		27,0	33,8	40,8
Lubrificanti		19,4	20,4	19,4
Quota rete + extrarete Italia		26,0	26,6	26,2

Quote di mercato rete all'estero

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

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Italia		463	363	349
Estero		63	58	59
		526	421	408
Raffinazione, supply e logistica		395	298	282
Italia		389	293	274
Estero		6	5	8
Marketing		131	123	126
Italia		74	70	75
Estero		57	53	51
		526	421	408

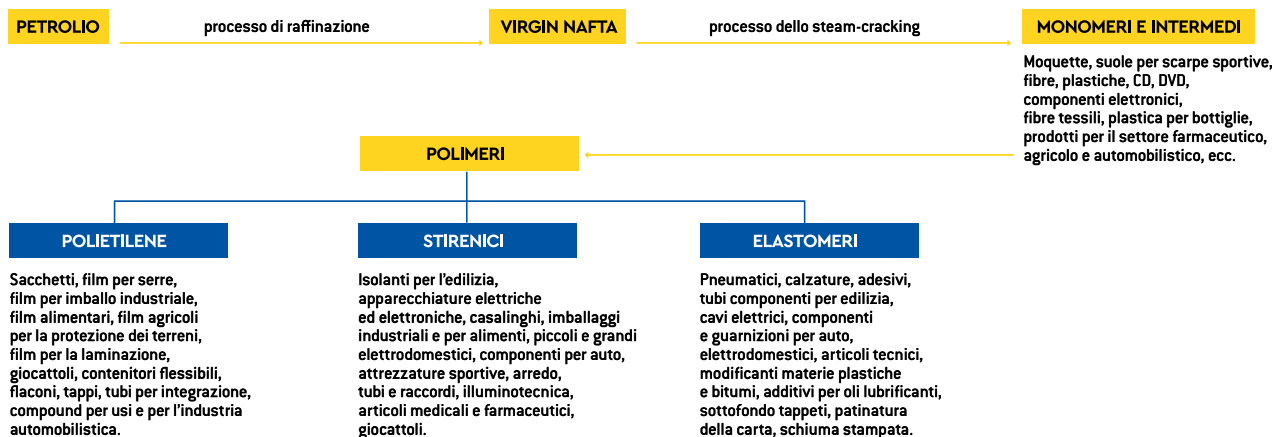
CHIMICA

Eni attraverso Versalis svolge attività di produzione e commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base e polimeri), potendo contare su una gamma di 250 brevetti, 71 impianti all'avanguardia, nonché di una rete distributiva capillare ed efficiente presente in 25 Paesi.

Il portafoglio dei brevetti e delle tecnologie proprietarie di Versalis si estende su tutto il campo dei prodotti base e dei polimeri: fenolo e derivati, polietilene, stirenici ed elastomeri, nonché catalizzatori e prodotti chimici speciali. Versalis, come produttore di intermedi, di tutti i tipi di

polietilene, di un'ampia gamma di elastomeri/lattici e di tutta la linea dei prodotti stirenici, continua a sviluppare le sue tecnologie proprietarie con l'esperienza diretta, maturata nei propri centri di ricerca e di sviluppo e presso gli impianti produttivi. Questo tipo di approccio ha permesso di ottimizzare la progettazione delle singole apparecchiature e degli impianti, delle prestazioni di questi, dei catalizzatori proprietari e dei prodotti, conseguendo tempi di realizzazione più rapidi e risultati di eccellenza in tutte le tecnologie dei business societari per poter competere nel mercato mondiale. Rivestono un ruolo chiave i catalizzatori proprietari più innovativi, in particolare quelli a base di zeoliti, disponibili a livello mondiale, sviluppati da Versalis come "elementi fondamentali" di alcune delle sue più avanzate tecnologie licenziabili.

IL CICLO PRODUTTIVO

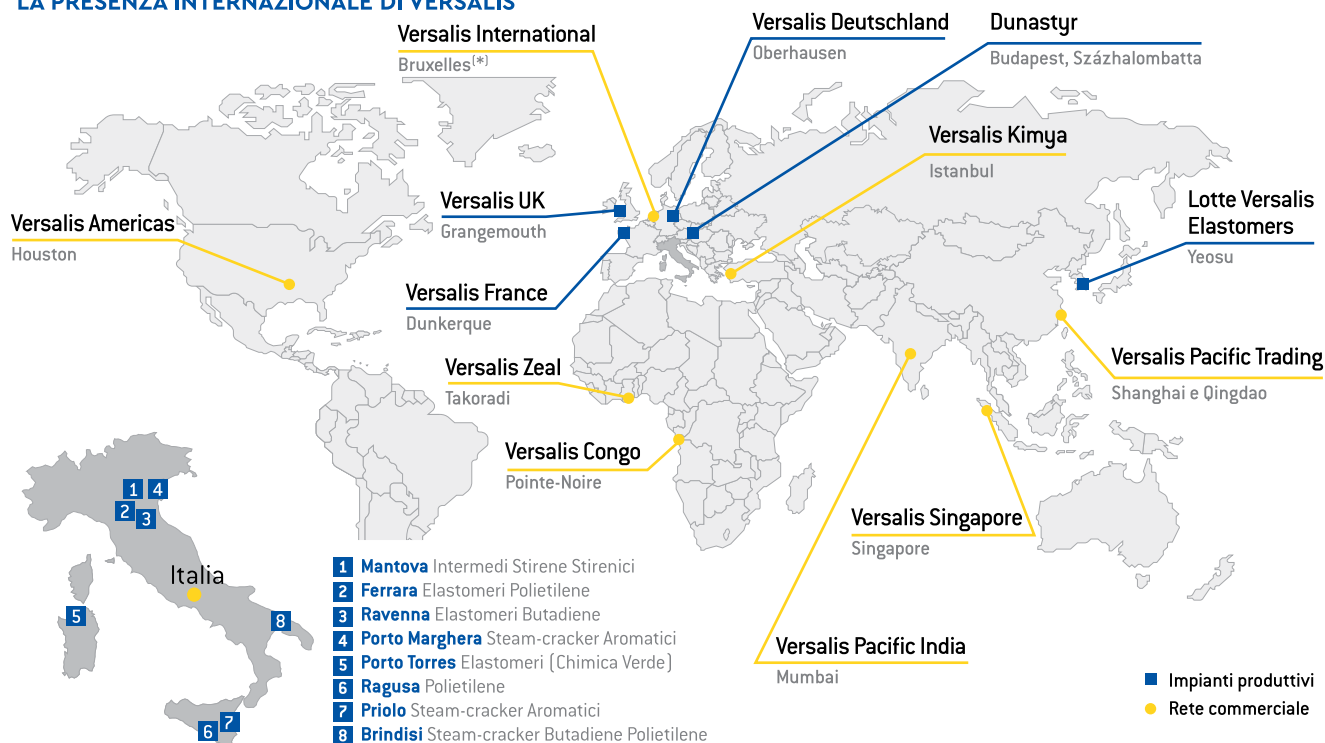


I materiali prodotti da Versalis si ottengono attraverso un ciclo produttivo che prevede diverse fasi di lavorazione. La **virgin nafta**, materia prima che deriva dalla raffinazione del petrolio, attraverso il processo dello steam-cracking subisce una scissione termica. Le molecole che la compongono si spezzano in molecole più semplici: i **monomeri** (etilene, propilene, butadiene, ecc.) e miscele di composti aromatici. I monomeri 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. Le miscele di composti aromatici, debitamente trattate, portano alla produzione degli intermedi, utilizzati nella preparazione di prodotti di uso quotidiano.

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 flessibile. Nella "chimica verde" l'impegno di Versalis è partito con Matrica – joint venture paritetica con Novamont – innovativa piattaforma che,

a partire da fonti rinnovabili, produce bio-intermedi per applicazioni ad alto valore aggiunto. Con Matrica si è dato il via a un grande progetto di riconversione del sito industriale di Porto Torres. Versalis ha stretto accordi nell'area agro e biotech, con Genomatica per la produzione di bio-butadiene da fonti rinnovabili, con Elevance Renewable Sciences per lo sviluppo di una piattaforma tecnologica per produzioni da oli vegetali. Ha inoltre avviato un grande progetto per la produzione di gomma naturale da guayule. Il recente accordo con Bridgestone, leader nella produzione di pneumatici, mira a sviluppare una piattaforma tecnologica per la commercializzazione del guayule nei settori agronomici, della gomma sostenibile e dei prodotti chimici da rinnovabili.

LA PRESENZA INTERNAZIONALE DI VERSALIS



(*) Versalis International gestisce le attività delle branch commerciali europee (Francia, Regno Unito, Germania, Svizzera, Austria, Ungheria, Romania, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Russia, Danimarca, Svezia, Spagna, Grecia), coordina le consociate in Turchia e negli Stati Uniti e fornisce servizi ad aziende manifatturiere in Francia, Germania, Ungheria e Regno Unito.

1. Aree di business

Le vendite di prodotti petrolchimici di 3.712 mila tonnellate sono in leggera riduzione rispetto al 2016 (-47 mila tonnellate; -1,3%). Le flessioni più significative si sono registrate nelle olefine (-7,1%) e nei derivati (-14,1%), parzialmente compensate dalle maggiori vendite del polietilene (+10,8%). I prezzi medi unitari sono incrementati del 16% rispetto al 2016, nel business intermedi (+27%), principalmente il butadiene in aumento dell'88,3% e nel business dei polimeri (+13%) che riflette il prezzo degli stirenici (+14,8%) e degli elastomeri (+24,1%).

Le produzioni di prodotti petrolchimici di 5.818 mila tonnellate sono aumentate di 172 mila tonnellate (+3%) per effetto principalmente delle maggiori produzioni del business del polietilene (+14,6%) e degli elastomeri (+5,9%); le produzioni di intermedi sono in leggero aumento (+1,2%). I principali incrementi produttivi si sono registrati presso i siti di Ragusa (+90%) per il recupero della capacità produttiva a seguito di un disservizio dello stabilimento avvenuto nel 2016, nei siti di Ravenna e Dunkerque (olefine) e di Ferrara e Mantova (polimeri stirenici) per minori fermate produttive. In calo la produzione presso i siti di Marghera, Mantova (derivati) e Dunastyr per le fermate programmate.

La capacità produttiva nominale è in linea con il 2016. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 72,8% superiore al 2016 (71,4%).

Intermedi

La petrolchimica di base è uno degli assi portanti del business di Versalis in quanto origina prodotti destinati a rilevanti impieghi industriali quali il polietilene, polipropilene, PVC e polistirolo. Inoltre, vengono utilizzati nella produzione di altri intermedi petrolchimici che confluiscono, a loro volta, in

produzioni diverse: plastiche, gomme, fibre, solventi e lubrificanti.

I ricavi degli intermedi (€1.988 milioni) sono aumentati del 17,8% (+€300 milioni rispetto al 2016) per effetto dell'incremento delle quotazioni dei prodotti petroliferi che sono riflesse nei prezzi medi unitari dei principali prodotti della business unit. Le vendite sono diminuite del 7,6%, in particolare l'etilene (-16%) e i derivati (-14,1%) per fermata programmata degli impianti di Mantova.

I prezzi medi unitari di vendita sono aumentati complessivamente del 27,1%, in particolare nelle olefine (+25,8%), aromatici (+29,2%) e derivati (+26,7%).

Le produzioni di intermedi (3.458 migliaia di tonnellate) sono aumentate dell'1,2% rispetto al 2016. Si registrano incrementi nelle olefine (+4,3%) e riduzioni nei derivati (-11,2%).

Polimeri

Nel business dei polimeri Versalis è attiva nella produzione di:

- polietilene, materiale plastico di base usato come materia prima dalle aziende trasformatrici per realizzare un ampio ventaglio di prodotti finiti, dai più semplici come pellicole per imballaggio, flaconi, contenitori industriali, ai più sofisticati come serbatoi automobilistici, pannelli solari, protesi mediche;
- stirenici, materiali polimerici a base stirenica utilizzati in un elevatissimo numero di settori applicativi attraverso diverse tecnologie di trasformazione. Le principali applicazioni riguardano imballaggi industriali e per alimenti, piccoli e grandi elettrodomestici, isolanti per edilizia, apparecchiature elettriche ed elettroniche, casalinghi, componenti per auto, giocattoli;
- elastomeri, polimeri che possiedono elasticità, ossia la capacità di

riprendere la propria forma originaria dopo aver subito deformazioni anche di grande entità. La posizione di assoluto rilievo di Versalis in questo settore è sostenuta da un'ampia gamma di prodotti che trovano il loro impiego nei seguenti settori: pneumatici, calzature, adesivi, componenti per edilizia, tubi, cavi elettrici, componenti e guarnizioni per auto, elettrodomestici; modificanti materie plastiche e bitumi, additivi per oli lubrificanti (elastomeri solidi); sottofondo tappeti, patinatura della carta, schiuma stampata (lattici sintetici). Versalis è uno dei maggiori produttori di elastomeri e lattici sintetici a livello mondiale.

I ricavi dei polimeri (€2.730 milioni) sono aumentati del 14,7% (+€350 milioni rispetto al 2016) grazie ai maggiori volumi di vendita (+6%) nonché all'aumento dei prezzi medi unitari (+13%).

Il business degli stirenici ha beneficiato dell'aumento dei prezzi delle materie prime (stirene) con un incremento dei prezzi medi di vendita (+14,8%); in leggero calo i volumi venduti (-2%).

In aumento i volumi di vendita del polietilene (+8,3%), mentre si rileva una diminuzione dei prezzi medi (-2,2%).

L'incremento dei volumi venduti di elastomeri è attribuibile alle maggiori vendite di gomme commodities (BR +15,8%), di gomme speciali EPDM (+23,2%) e lattici (+0,8%); in calo i volumi di gomme termoplastiche (-14,5%) e SBR (-8,7%).

La riduzione dei volumi venduti degli stirenici (-2%) è attribuibile principalmente alle minori vendite di stirene (-18,4%) e di polistirolo compatto (-1,4%) solo in parte compensati dalle maggiori vendite di ABS/SAN (+3,2%) e di polistirolo espandibile (+3,4%). Complessivamente in aumento i volumi venduti del business polietilene (+10,8%) con maggiori vendite di EVA (+17,7%), LDPE (+31,6%) e di HDPE (+7,8%).

Le produzioni di polimeri (2.360 migliaia di tonnellate) sono aumentate del 5,9% rispetto al 2016, in particolare, per le maggiori produzioni di polietilene (+14,6%). In crescita le produzioni nel business elastomeri (+5,9%), in particolare le gomme BR (+12,4%) e EPDM (+25,1%). Nel business stirenici si rilevano maggiori produzioni di polistirolo espandibile (+6%) e di ABS/SAN (+17,9%) mentre è in calo la produzione di stirene (-5,9%) a causa della fermata programmata dell'impianto di Mantova.

Disponibilità di prodotti

	(milioni di tonnellate)	2017	2016	2015
Intermedi		3.458	3.417	3.334
Polimeri		2.360	2.229	2.366
Produzioni		5.818	5.646	5.700
Consumi e perdite		(2.584)	(2.166)	(1.908)
Acquisti e variazioni rimanenze		478	279	9
Totale disponibilità		3.712	3.759	3.801
Intermedi		1.820	1.970	1.883
Polimeri		1.892	1.789	1.918
Totale vendite		3.712	3.759	3.801

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Italia		2.201	1.930	2.154
Resto d'Europa		2.145	2.107	2.326
Asia		352	99	162
America		93	53	61
Africa		57	7	13
Altre aree		3		
		4.851	4.196	4.716

Ricavi della gestione caratteristica per prodotto

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Olefine		1.308	1.087	1.275
Aromatici		328	290	327
Intermedi		352	311	297
Elastomeri		699	539	543
Stirenici		723	647	764
Polietilene		1.308	1.194	1.383
Altro		133	128	126
		4.851	4.196	4.716

Investimenti tecnici

	(€ milioni)	2017	2016	2015
		203	243	220
di cui:				
- manutenzione		46	34	33
- efficienza impiantistica		114	162	141
- HSE		34	37	36
- recupero energetico		2	5	3

TABELLE

DATI ECONOMICO-FINANZIARI

Conto economico

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Ricavi della gestione caratteristica		66.919	55.762	72.286
Altri ricavi e proventi		4.058	931	1.252
Totale ricavi		70.977	56.693	73.538
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(52.461)	(44.124)	(56.848)
Costo lavoro		(2.951)	(2.994)	(3.119)
Totale costi operativi		(55.412)	(47.118)	(59.967)
Altri proventi (oneri) operativi		(32)	16	(485)
Ammortamenti		(7.483)	(7.559)	(8.940)
Svalutazioni (riprese di valore) nette		225	475	(6.534)
Radiazioni		(263)	(350)	(688)
Utile (perdita) operativo		8.012	2.157	(3.076)
Proventi (oneri) finanziari		(1.236)	(885)	(1.306)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		68	(380)	105
Utile (perdita) prima delle imposte		6.844	892	(4.277)
Imposte sul reddito		(3.467)	(1.936)	(3.122)
Tax rate (%)		50,7
Utile (perdita) netto - continuing operations		3.377	(1.044)	(7.399)
di competenza:				
- azionisti Eni		3.374	(1.051)	(7.952)
- interessenze di terzi		3	7	553
Utile (perdita) netto - discontinued operations			(413)	(1.974)
di competenza:				
- azionisti Eni			(413)	(826)
- interessenze di terzi				(1.148)
Utile (perdita) netto		3.377	(1.457)	(9.373)
di competenza:				
- azionisti Eni		3.374	(1.464)	(8.778)
- interessenze di terzi		3	7	(595)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations		3.374	(1.051)	(7.952)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(156)	(120)	782
Esclusione special item		(839)	831	8.487
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations		2.379	(340)	1.317
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - discontinued operations				(642)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		2.379	(340)	675

Stato patrimoniale

	(€ milioni)	31 dic. 2017	31 dic. 2016	31 dic. 2015
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari		63.158	70.793	68.005
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.283	1.184	909
Attività immateriali		2.925	3.269	3.034
Partecipazioni		3.730	4.316	3.513
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		1.698	1.932	2.273
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(1.379)	(1.765)	(1.284)
		71.415	79.729	76.450
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze		4.621	4.637	4.579
Crediti commerciali		10.182	11.186	12.616
Debiti commerciali		(10.890)	(11.038)	(9.605)
Debiti tributari e fondo imposte netto		(2.387)	(3.073)	(4.137)
Fondi per rischi e oneri		(13.447)	(13.896)	(15.375)
Altre attività (passività) di esercizio		287	1.171	1.827
		(11.634)	(11.013)	(10.095)
Fondi per benefici ai dipendenti		(1.022)	(868)	(1.123)
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e connesso indebitamento netto		236	14	9.048
CAPITALE INVESTITO NETTO		58.995	67.862	74.280
Patrimonio netto				
di competenza: - azionisti Eni		48.030	53.037	55.493
- interessenze di terzi		49	49	1.916
		48.079	53.086	57.409
Indebitamento finanziario netto		10.916	14.776	16.871
COPERTURE		58.995	67.862	74.280

Rendiconto finanziario riclassificato

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Utile (perdita) netto - continuing operations		3.377	(1.044)	(7.399)
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		8.720	7.773	17.216
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(3.446)	(48)	(577)
- dividendi, interessi e imposte		3.650	2.229	3.215
Variazione del capitale di esercizio		1.440	2.112	4.781
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(3.624)	(3.349)	(4.361)
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		10.117	7.673	12.875
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations				(1.226)
Flusso di cassa netto da attività operativa		10.117	7.673	11.649
Investimenti tecnici - continuing operations		(8.681)	(9.180)	(10.741)
Investimenti tecnici - discontinued operations				(561)
Investimenti tecnici		(8.681)	(9.180)	(11.302)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(510)	(1.164)	(228)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		5.455	1.054	2.258
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(373)	465	(1.351)
Free cash flow		6.008	(1.152)	1.026
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		341	5.271	(300)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(1.712)	(766)	2.126
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.883)	(2.885)	(3.477)
Variazione area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità e disponibilità relative alle discontinued operations		(65)	(3)	(780)
FLUSSO DI CASSA NETTO		1.689	465	(1.405)
FLUSSO DI CASSA NETTO DA ATTIVITÀ OPERATIVA PRIMA DELLA VARIAZIONE DEL CAPITALE CIRCOLANTE A COSTI DI RIMPIAZZO		8.458	5.386	8.510

Variazione indebitamento finanziario netto

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Free cash flow		6.008	(1.152)	1.026
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		261	5.848	83
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		474	284	(818)
Flusso di cassa del capitale proprio		(2.883)	(2.885)	(3.477)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		3.860	2.095	(3.186)

Ricavi della gestione caratteristica

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Exploration & Production		19.525	16.089	21.436
Gas & Power		50.623	40.961	52.096
Refining & Marketing e Chimica		22.107	18.733	22.639
Corporate e altre attività		1.462	1.343	1.468
Elisioni di consolidamento		(26.798)	(21.364)	(25.353)
		66.919	55.762	72.286

Ricavi da terzi

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Exploration & Production		7.131	6.378	9.321
Gas & Power		39.846	32.063	42.179
Refining & Marketing e Chimica		19.771	17.128	20.632
Corporate e altre attività		171	193	154
		66.919	55.762	72.286

Ricavi per area geografica di destinazione

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Italia		21.925	21.280	24.405
Resto dell'Unione Europea		19.791	15.808	20.730
Resto dell'Europa		5.911	4.804	7.125
Americhe		5.154	3.212	4.217
Asia		7.523	5.619	9.086
Africa		6.428	4.865	6.482
Altre aree		187	174	241
Totale estero		44.994	34.482	47.881
		66.919	55.762	72.286

Ricavi per area geografica di origine

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Italia		45.764	37.515	47.287
Resto dell'Unione Europea		7.772	7.899	9.996
Resto dell'Europa		2.096	1.560	2.561
Americhe		3.986	2.257	2.893
Asia		616	862	1.687
Africa		6.504	5.496	7.630
Altre aree		181	173	232
Totale estero		21.155	18.247	24.999
		66.919	55.762	72.286

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		35.907	27.783	39.812
Costi per servizi		12.228	12.727	13.197
Costi per godimento di beni di terzi		1.684	1.672	2.205
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri		886	505	644
Oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting		145	240	278
Altri oneri		1.844	1.512	1.135
<i>a dedurre:</i>				
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		(233)	(315)	(423)
		52.461	44.124	56.848

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione

	(€ migliaia)	2017	2016	2015
Revisione contabile		23.193	21.433	33.752
Servizi di audit		1.712	1.874	1.138
Servizi di consulenza fiscale				3
Altro		12		
		24.917	23.307	34.893

Costo lavoro

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Salari e stipendi		2.447	2.491	2.648
Oneri sociali		441	445	453
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti		113	81	85
Altri costi		162	202	182
<i>a dedurre:</i>				
incrementi per lavori interni		(212)	(225)	(249)
		2.951	2.994	3.119

Ammortamenti, svalutazioni (riprese di valore) nette e radiazioni

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Exploration & Production		6.747	6.772	8.080
Gas & Power		345	354	363
Refining & Marketing e Chimica		360	389	454
Corporate e altra attività		60	72	71
Effetto eliminazione utili interni		(29)	(28)	(28)
Totale ammortamenti		7.483	7.559	8.940
Exploration & Production		(158)	(700)	5.212
Gas & Power		(146)	81	152
Refining & Marketing e Chimica		54	104	1.150
Corporate e altre attività		25	40	20
Svalutazioni (riprese di valore) nette		(225)	(475)	6.534
Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore nette		7.258	7.084	15.474
Radiazioni		263	350	688
		7.521	7.434	16.162

Utile operativo per settore

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Exploration & Production		7.651	2.567	(959)
Gas & Power		75	(391)	(1.258)
Refining & Marketing e Chimica		981	723	(1.567)
Corporate e altre attività		(668)	(681)	(497)
Effetto eliminazione utili interni		(27)	(61)	1.205
		8.012	2.157	(3.076)

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE (NON-GAAP MEASURE)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientali e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Inoltre è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Recentemente è stato riformulato in modo meno vincolistico il regime regolatorio nei confronti degli obblighi di modulazione delle forniture gas al settore civile sulla cui base il management ha progressivamente ridotto gli stock di gas e ha attivato una gestione commerciale del magazzino. Tale gestione ha l'obiettivo di ottimizzazione dei margini attraverso la cattura dello spread dei prezzi del gas tra le fasi di immissione (periodo estivo) e quelle di prelievo (periodo invernale). Pertanto dalla chiusura della campagna di immissione ad ottobre 2017, quindi dal IV trimestre, è stata rivista la rilevazione nella dimensione adjusted del profit loss on stock ed i prelievi del gas da stock sono valorizzati sulla base del costo medio definito nella fase di immissione al netto delle coperture attivate, assicurando nel momento di matching con le corrispondenti vendite (al netto delle relative coperture) la corretta valorizzazione e responsabilizzazione delle performance economiche.

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 ai risultati consuntivi.

Utile operativo e utile netto adjusted

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

degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota 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; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Utile operativo adjusted e utile netto adjusted su base standalone

In considerazione dell'importanza delle discontinued operations nei dati economico-finanziari 2015 riportati nella presente relazione, le misure di risultato adjusted, al fine di rimuovere le distorsioni dell'accounting dello IFRS 5, escludono, oltre ai descritti utile/perdita di magazzino e special items, del tutto e non limitatamente a quello relativo ai rapporti con terzi, il contributo della Saipem alle continuing operations, pertanto tali misure assumono il totale deconsolidamento delle realtà in discontinuazione e sono denominate: utile operativo adjusted standalone e utile netto adjusted standalone.

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&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&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&gas Topic 932).

Leverage

Il leverage è una misura 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.

ROACE Adjusted

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

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale circolante a costi di rimpiazzo

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

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

Coverage

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

Current ratio

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

Debt coverage

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

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

		Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
2017	(€ milioni)						
Utile (perdita) operativo		7.651	75	981	(668)	(27)	8.012
Esclusione (utile) perdita di magazzino				(213)		(6)	(219)
Esclusione 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
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							3
- utile (perdita) netto adjusted di competenza 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.

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS	CONTINUING OPERATIONS
2016	(€ milioni)							
Utile (perdita) operativo	2.567	(391)	723	(681)	(61)	2.157		2.157
Esclusione (utile) perdita di magazzino		90	(406)		141	(175)		(175)
Esclusione 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 cessione 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)
di cui:								
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						7		7
- utile (perdita) netto adjusted di competenza 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)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Ingegneria & Costruzioni	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	Discontinued operations			CONTINUING OPERATIONS	Ripristino elisioni intercompany vs. discontinued operations	CONTINUING OPERATIONS - su base standalone
									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 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
radiazione 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 di terzi								(243)			848	605	(679)	(74)
- azionisti Eni								675			642	1.317	(514)	803
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni								(8.778)			826	(7.952)		(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.

Dettaglio degli special item

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Special item dell'utile (perdita) operativo		(1.990)	333	8.251
oneri ambientali		208	193	225
svalutazioni (riprese di valore) nette		(221)	(459)	7.124
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti			7	169
plusvalenze nette su cessione di asset		(3.283)	(10)	(406)
accantonamenti a fondo rischi		448	151	211
oneri per incentivazione all'esodo		49	47	42
derivati su commodity		146	(427)	164
differenze e derivati su cambi		(248)	(19)	(63)
altro		911	850	785
Oneri (proventi) finanziari		502	166	292
di cui:				
riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		248	19	63
Oneri (proventi) su partecipazioni		372	817	488
di cui:				
plusvalenza da cessione		(163)	(57)	(33)
svalutazioni (riprese di valore) di partecipazioni		537	896	506
Imposte sul reddito		277	(72)	(7)
di cui:				
svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane			170	880
svalutazioni nette imposte differite estero upstream			6	860
rimborso fiscale Stati Uniti		115		
fiscalità su special item dell'utile (perdita) operativo e altro		162	(248)	(1.747)
Totale special item dell'utile (perdita) netto		(839)	1.244	9.024
di competenza:				
- interessenze di terzi				353
- azionisti Eni		(839)	1.244	8.671

Utile operativo adjusted per settore

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Exploration & Production		5.173	2.494	4.182
Gas & Power		214	(390)	(126)
Refining & Marketing e Chimica		991	583	695
Corporate e altra attività		(542)	(452)	(369)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		(33)	80	1.326
		5.803	2.315	5.708

Utile netto adjusted per settore

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Exploration & Production		2.724	508	991
Gas & Power		52	(330)	(168)
Refining & Marketing e Chimica		663	419	512
Corporate e altre attività		(1.041)	(991)	(663)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidamento		(16)	61	1.250
		2.382	(333)	1.922
di cui:				
Utile (perdita) netto adjusted di terzi azionisti		3	7	605
Utile (perdita) netto adjusted di competenza degli azionisti Eni		2.379	(340)	1.317

Proventi (oneri) finanziari netti

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(834)	(726)	(814)
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine		(751)	(757)	(838)
- Interessi attivi verso banche		12	15	19
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		(111)	(21)	3
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		16	37	2
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		837	(482)	160
- Strumenti finanziari derivati su valute		809	(494)	96
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		28	(12)	31
- Opzioni			24	33
Differenze di cambio		(905)	676	(354)
Altri proventi (oneri) finanziari		(407)	(459)	(464)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		128	143	120
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(264)	(312)	(291)
- Altri proventi (oneri) finanziari		(271)	(290)	(293)
		(1.309)	(991)	(1.472)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		73	106	166
		(1.236)	(885)	(1.306)

Proventi (oneri) netti su partecipazioni

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto		124	77	150
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto		(353)	(370)	(615)
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		163	(14)	164
Dividendi		205	143	402
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto		(38)	(33)	(6)
Altri proventi (oneri) netti		(33)	(183)	10
		68	(380)	105

Immobilizzazioni materiali

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Immobilizzazioni materiali lorde				
Exploration & Production		152.608	165.559	154.064
Gas & Power		5.333	6.276	6.169
Refining & Marketing e Chimica		24.554	24.119	23.818
Corporate e altra attività		1.866	1.886	1.854
Effetto eliminazione utili interni		(584)	(568)	(656)
		183.777	197.272	185.249
Immobilizzazioni materiali nette				
Exploration & Production		56.833	64.428	61.495
Gas & Power		1.379	1.692	1.882
Refining & Marketing e Chimica		4.929	4.642	4.664
Corporate e altre attività		341	368	418
Effetto eliminazione utili interni		(324)	(337)	(454)
		63.158	70.793	68.005

Investimenti

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Exploration & Production		7.739	8.254	9.980
Gas & Power		142	120	154
Refining & Marketing e Chimica		729	664	628
Corporate e altre attività		87	55	64
Effetto eliminazione utili interni		(16)	87	(85)
Investimenti tecnici - continuing operations		8.681	9.180	10.741
Investimenti tecnici - discontinued operations				561
Investimenti tecnici		8.681	9.180	11.302
Investimenti in partecipazioni		(510)	(1.164)	228
Investimenti		8.171	8.016	11.530

Investimenti tecnici per area geografica di localizzazione

	(€ milioni)	2017	2016	2015
Italia		1.090	1.163	1.303
Resto dell'Unione Europea		316	331	444
Resto dell'Europa		387	460	1.101
Africa		5.699	5.004	5.009
America		278	233	674
Asia		898	1.978	2.186
Altre aree		13	11	24
Totale estero		7.591	8.017	9.438
Investimenti tecnici - continuing operations		8.681	9.180	10.741
Italia				17
Resto dell'Unione Europea				264
Resto dell'Europa				50
Africa				11
America				53
Asia				140
Altre aree				26
Totale estero				544
Investimenti tecnici - discontinued operations				561
Investimenti tecnici		8.681	9.180	11.302

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	Totale
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

PERSONALE

Personale a fine periodo

	(numero)	2017	2016	2015
Exploration & Production	Italia	4.510	4.608	4.572
	Esteri	7.460	7.886	8.249
		11.970	12.494	12.821
Gas & Power	Italia	2.282	2.032	2.023
	Esteri	2.031	2.229	2.461
		4.313	4.261	4.484
Refining & Marketing e Chimica	Italia	8.580	8.577	8.635
	Esteri	2.336	2.281	2.360
		10.916	10.858	10.995
Corporate e altra attività	Italia	5.501	5.693	5.650
	Esteri	234	229	246
		5.735	5.922	5.896
Totale occupazione a fine periodo	Italia	20.873	20.910	20.880
	Esteri	12.061	12.626	13.316
		32.934	33.536	34.196
<i>di cui dirigenti</i>		1.007	1.017	1.054

Dettaglio per qualifica

	(numero)	2017	2016	2015
Dirigenti		1.007	1.017	1.054
Quadri		9.131	9.244	9.295
Impiegati		16.952	17.232	17.897
Operai		5.844	6.043	5.950
Totale		32.934	33.536	34.196

DATI INFRANNUALI

Principali dati economico-finanziari delle continuing operations^(a)

	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.			
(€ milioni)															
Ricavi della gestione caratteristica	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
Utile (perdita) operativo	2.111	563	998	4.340	8.012	105	220	192	1.640	2.157	1.770	1.605	248	(6.699)	(3.076)
Utile (perdita) operativo adjusted:	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
Exploration & Production	1.415	845	1.046	1.867	5.173	95	355	644	1.400	2.494	1.080	1.585	919	598	4.182
Gas & Power	338	(146)	(193)	215	214	285	(229)	(374)	(72)	(390)	294	31	(469)	18	(126)
Refining & Marketing e Chimica	189	352	337	113	991	177	156	175	75	583	121	105	335	134	695
Corporate e altre attività	(115)	(160)	(151)	(116)	(542)	(90)	(126)	(118)	(118)	(452)	(89)	(123)	(56)	(101)	(369)
Effetto eliminazione degli utili interni e altre elisioni	7	128	(92)	(76)	(33)	116	32	(69)	1	80	389	225	214	498	1.326
Utile (perdita) netto ^(b)	965	18	344	2.047	3.374	(796)	(446)	(562)	340	(1.464)	832	(97)	(790)	(8.723)	(8.778)
continuing operations	965	18	344	2.047	3.374	(383)	(446)	(562)	340	(1.051)	787	498	(783)	(8.454)	(7.952)
discontinued operations						(413)				(413)	45	(595)	(7)	(269)	(826)
Investimenti tecnici	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
Investimenti in partecipazioni	36	14	453	7	510	1.124	28	6	6	1.164	61	47	63	57	228
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	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

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

(b) Di competenza Eni.

Dati di scenario

	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.		
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	53,78	49,83	52,08	61,39	54,27	33,89	45,57	45,85	49,46	53,97	61,92	50,26	43,69	52,46
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,065	1,101	1,175	1,177	1,130	1,102	1,129	1,116	1,079	1,126	1,105	1,112	1,095	1,110
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	50,51	45,25	44,34	52,14	48,03	30,75	40,36	41,08	45,84	47,93	56,04	45,20	39,90	47,26
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	4,2	5,3	6,4	4,3	5,0	4,2	4,6	3,3	4,7	7,6	9,1	10,0	6,6	8,3

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

(b) Fonte BCE.

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

Principali dati operativi

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.								
Produzione di petrolio	832	827	885	861	852	890	852	864	906	878	860	903	868	998								
Produzione di gas naturale	149	146	142	159	149	134	133	131	147	136	130	132	130	138								
Produzione di idrocarburi	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								
Italia	154	100	136	146	134	154	96	125	159	133	165	173	168	169								
Resto d'Europa	202	218	174	163	189	190	188	187	240	201	186	181	182	192								
Africa Settentrionale	483	453	455	542	483	450	478	453	464	482	459	457	455	524								
Egitto	224	226	230	240	230	166	173	185	216	185	179	224	192	160								
Africa Sub-Sahariana	302	345	374	365	347	343	350	330	334	339	342	343	336	343								
Kazakhstan	142	136	118	130	132	118	90	103	133	111	100	98	82	100								
Resto dell'Asia	93	108	137	139	119	132	141	133	103	127	109	113	117	201								
America	172	164	160	144	160	178	174	171	184	177	128	140	148	170								
Australia e Oceania	23	21	19	23	22	23	25	23	23	24	29	25	23	25								
Produzione venduta	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								
Vendite di gas naturale a terzi	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								
Autoconsumo di gas naturale	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								
Vendite a terzi e autoconsumo	22,23	17,94	16,71	20,64	77,52	22,54	19,82	18,63	22,35	83,34	25,01	21,66	19,81	21,62								
Vendite di gas naturale delle società collegate [quota Eni]	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								
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale	23,28	18,63	1744	21,48	80,83	23,29	20,48	19,28	23,26	86,31	24,84	21,57	19,78	21,53								
Vendite di energia elettrica	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								
Vendite di prodotti petroliferi:	793	8,25	8,56	8,46	33,19	769	8,70	8,65	8,37	33,40	8,36	9,43	8,85	8,60								
Rete Italia	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								
Extrarrete Italia	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								
Rete resto d'Europa	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								
Extrarrete resto d'Europa	0,68	0,78	0,79	0,77	3,02	0,70	0,81	0,83	0,84	3,48	1,08	0,98	0,90	0,87								
Extrarrete altro estero	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								
Altre vendite	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								

TABELLA DI CONVERSIONE DELL'ENERGIA

Petrolio

(densità media di riferimento 32,35 ° API, densità relativa 0,8636)									
1 barile	(bl)	158,987	l petrolio ^(a)	0,159 m³ petrolio	162,602	m³ gas		5.458	ft³ gas
					5.800.000	btu			
1 barile/g	(bl/g)	~50	t/anno						
1 metro cubo	(m³)	1.000	l petrolio	6,47 bl	1.033	m³ gas		36.481	ft³ gas
1 tonnellata equivalente di petrolio	(tep)	1.160,49	l petrolio	7,299 bl	1,161	m³ petrolio	1.187	m³ gas	41.911
									ft³ gas

Gas

1 metro cubo	(m³)	0,976	l petrolio	0,00647 bl	35.314,67	btu		35.315	ft³ gas
1.000 piedi cubi	(ft³)	27,637	l petrolio	0,1742 bl	1.000.000	btu	27,317	m³ gas	0,02386
1.000.000 british thermal unit	(btu)	27,4	l petrolio	0,17 bl	0,027	m³ petrolio	28,3	m³ gas	1.000
1 tonnellata di GNL	(tGNL)	1,2	tep	8,9 bl	52.000.000	btu		52.000	ft³ gas

Energia elettrica

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

(a) l petrolio: litri di petrolio.

Fattori di conversione delle masse

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

Fattori di conversione delle lunghezze

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

Fattori di conversione dei volumi

	piede cubo (ft³)	barile (bl)	litro (l)	metro cubo (m³)
ft³	1	0	28,32	0,02832
bl	5,458	1	159	0,158984
l	0,035315	0,0065	1	0,001
m³	35,31485	6,2898	10³	1

Eni SpA

Sede Legale

Piazzale Enrico Mattei, 1 - Roma - Italia

Capitale Sociale al 31 dicembre 2017: € 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

Pubblicazioni

Relazione Finanziaria Annuale redatta ai sensi dell'art. 154-ter c. 1 del D.Lgs. 58/1998

Integrated Annual Report

Annual Report on Form 20-F redatto per il deposito presso la US Securities and Exchange Commission

Fact Book (in italiano e in inglese)

Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata al 30 giugno redatta ai sensi dell'art. 154-ter c. 2 del D.Lgs. 58/1998

Interim consolidated report as of June 30

Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari redatta ai sensi dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/1998

(in italiano e in inglese)

Relazione sulla Remunerazione redatta ai sensi dell'art. 123-ter del D.Lgs. 58/1998 (in italiano e in inglese)

Eni in 2017 - Summary Annual Review (in inglese)

Eni For 2017 - Sustainability Report (in italiano e in inglese)

Sito internet

www.eni.com

Centralino

+39-0659821

Numero verde

800940924

Casella email

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

Varigrafica Alto Lazio - Viterbo

