

Fact Book 2016



Missione

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.

Fact Book 2016



Fact Book 2016

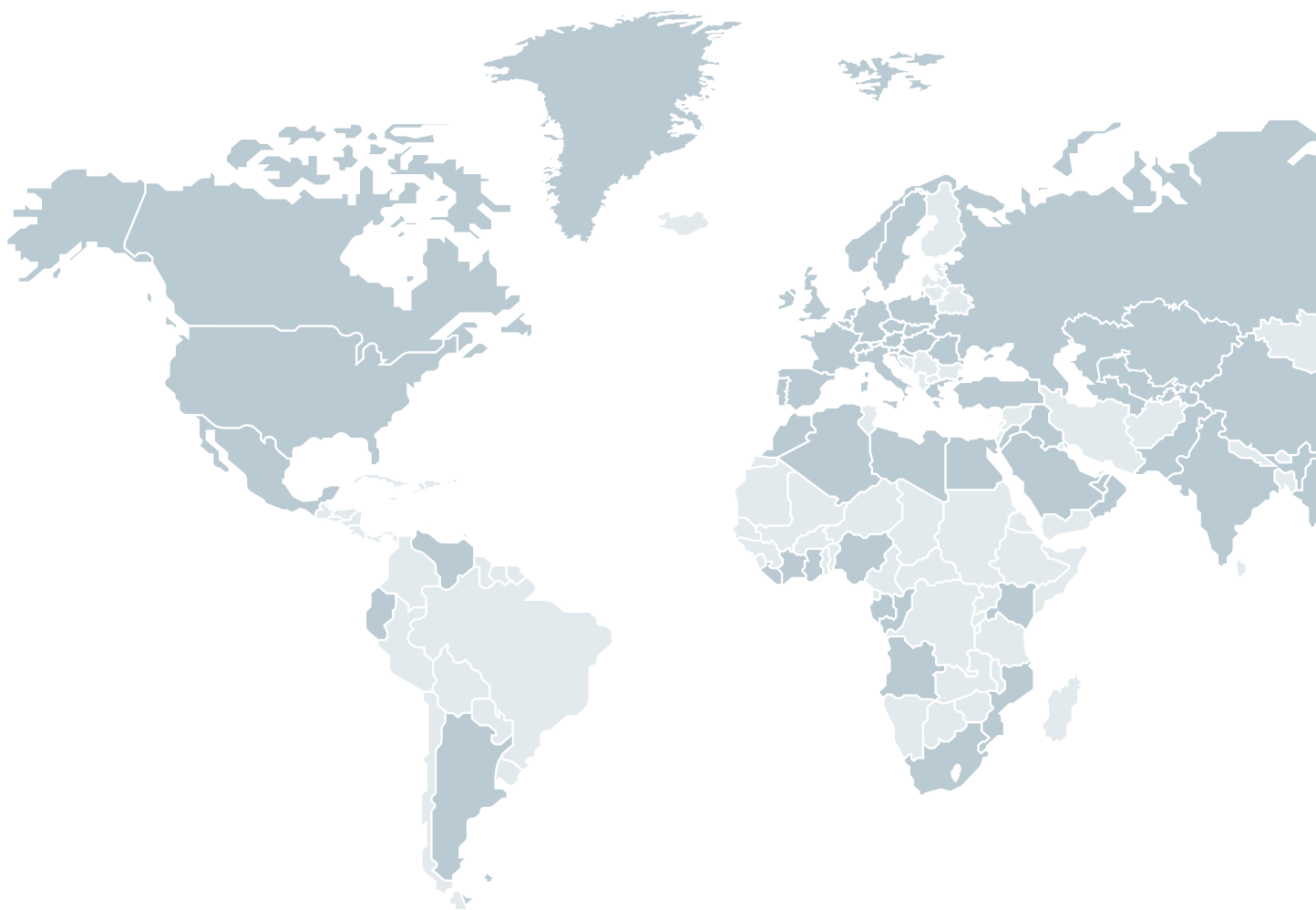
4	Eni in sintesi
6	Performance e strategia
8	Principali dati
12	Exploration & Production
39	Gas & Power
47	Refining & Marketing e Chimica
Tavole	
60	Dati Economico-Finanziari
72	Personale
73	Informazioni supplementari sulle attività Oil & Gas
93	Dati infrannuali

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

Eni in sintesi

Eni è un'impresa dell'energia, attiva in 73 Paesi con 33.536 dipendenti. È attiva nell'esplorazione, sviluppo ed estrazione di olio e gas naturale principalmente in Italia, Algeria, Angola, Congo, Egitto, Ghana, Libia, Mozambico, Nigeria, Norvegia, Kazakhstan, Regno Unito, Stati Uniti e Venezuela, per complessivi 44 Paesi¹.

Eni commercializza gas, energia elettrica, GNL e prodotti in Europa e in mercati extraeuropei grazie anche alle attività di trading. Le disponibilità sono assicurate dalle produzioni di petrolio e gas upstream, da contratti long-term, da un parco di centrali elettriche cogenerative, dal sistema di raffinazione Eni e dagli impianti chimici Versalis. L'approvvigionamento di materia prima è ottimizzato dal trading.



Eni vanta un solido posizionamento competitivo grazie alle competenze e ai successi dell'esplorazione, all'elevata incidenza delle riserve gas, alla riduzione del full-cycle cost del barile prodotto compatibile con scenari depressi, alla sostenibilità dei business mid e downstream e, nel lungo termine, alla possibilità di crescere nelle rinnovabili grazie alle sinergie con gli asset industriali Eni che favoriranno l'evoluzione del business model verso uno scenario low carbon.

[1] Per il dettaglio dei Paesi di presenza di Eni nel mondo, visita la pagina dedicata nella sezione "Azienda" su eni.com.

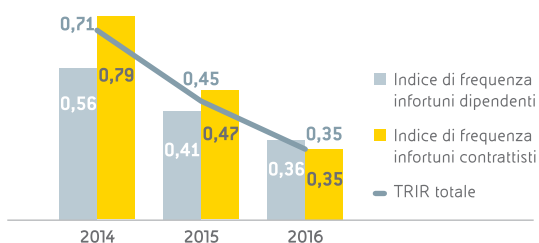
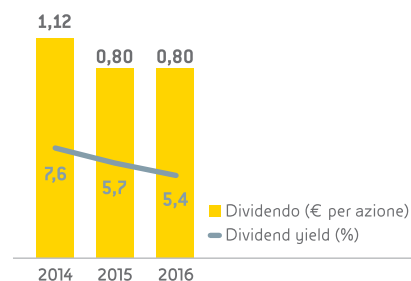
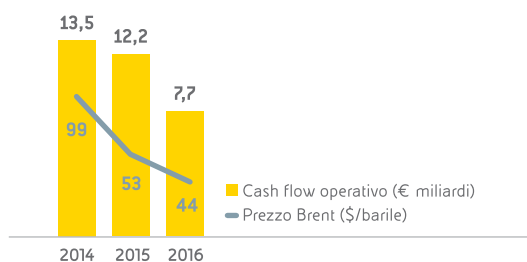
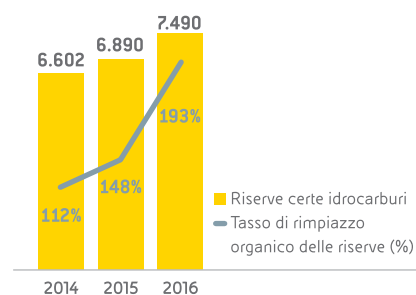
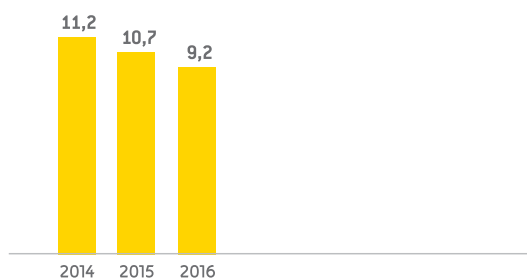
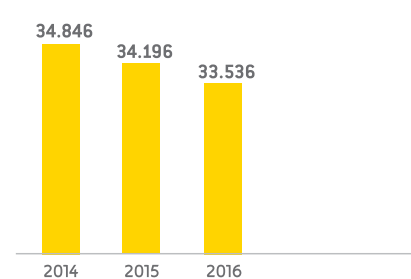
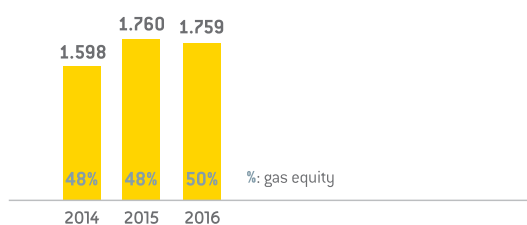
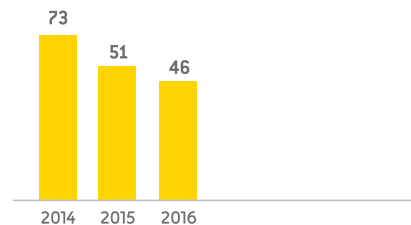
Business Mid-Downstream

€2,2 mld

di generazione di cassa

3,4 mld boe

di risorse scoperte nel triennio 2014-2016

**TRIR - Indice di frequenza
infortuni totali registrabili**
(infortuni registrabili/ore lavorate) x1.000.000**Dividendo e dividend yield****Cash flow operativo****Riserve certe**
(milioni di boe)**Investimenti tecnici**
(€ miliardi)**Dipendenti in servizio
a fine periodo**
(numero)**Produzione di idrocarburi**
(migliaia di boe/giorno)**Capex cash neutrality**
(\$/barile)Eni unica major a ridurre
il leverage nel periodo 2014-2016 a**0,24**

Performance e strategia

Con il 2016 si chiude un triennio durante il quale Eni ha completato un processo di profondo cambiamento che ha consentito di affrontare un contesto tra i più difficili nella storia dell'industria Oil & Gas, rilanciando le prospettive di crescita e preservando la solidità patrimoniale del Gruppo. Le prospettive di crescita sono basate sugli importanti risultati che abbiamo ottenuto: la produzione di 1,759 milioni di boe/giorno, il rimpiazzo record delle riserve certe, una serie importante di nuovi progetti a elevato valore che contribuiranno alla crescita del 4,5% della produzione 2017 e l'avanzata ristrutturazione dei business mid-downstream. È stata nel contempo preservata la solidità patrimoniale, mantenendo il debito ed il leverage a livelli di assoluta sostenibilità. In particolare Eni è stata l'unica major a ridurre il leverage nel periodo 2014-2016. Per il futuro la politica di remunerazione è confermata crescente in funzione dell'atteso miglioramento dello scenario e degli utili.



Esplorazione

Prosegue la serie record di successi nell'esplorazione: scoperte risorse per 1,1 miliardi di boe nel 2016 a un costo di esplorazione unitario di 0,6 \$/boe. Le risorse esplorative scoperte negli ultimi 3 anni ammontano quindi a 3,4 miliardi di boe per un costo unitario di 1 \$/boe. Previste nel prossimo futuro attività esplorative in nuove promettenti licenze. Ceduto il 40% di Zohr, confermando la validità del "dual exploration model".



Ottimizzazione capex

Migliorate le prospettive di crescita organica della produzione per i prossimi 4 anni pur avendo ridotto del 19% i capex 2016 vs. 2015.



Efficienza E&P

Oltre le aspettative: costi operativi unitari ridotti a 6,2 \$/boe rispetto a 7,2 \$/boe nel 2015.



Dismissioni

Dismissioni nell'anno per €2,6 miliardi, pari a circa il 40% dell'obiettivo annunciato nel marzo 2016 per gli anni 2016-2019 (€7 miliardi).



Cash flow

Flusso di cassa operativo normalizzato ad anno intero pari a €8,3 miliardi in grado di autofinanziare oltre il 90% dei capex 2016 ridotti da €9,2 miliardi a €8,7 miliardi se considerati al netto di quelli oggetto di rimborso per effetto della cessione di Zohr (€0,5 miliardi). I business mid e downstream hanno ottenuto una generazione di cassa positiva.

Strategia

Dall'inizio del downturn petrolifero nel 2014, la strategia Eni è stata rifondata su tre pilastri: un'esplorazione di successo caratterizzata da bassi costi unitari ed un rapido time-to-market, la gestione dei successi esplorativi secondo "il dual exploration model" che con la cessione di quote di questi successi anticipa la trasformazione delle risorse minerarie in flussi finanziari conciliando crescita organica e solidità patrimoniale, un focus continuo sul profilo dei costi con l'obiettivo di adattare il modello di business ad un mercato caratterizzato da bassi prezzi dell'energia sia nell'upstream, sia nel downstream. Nel prossimo quadriennio l'obiettivo primario della strategia di crescita di Eni sarà la costruzione di un portafoglio ad alto margine di cassa, perseguito attraverso le seguenti leve:

- l'ampliamento del portafoglio tramite l'esplorazione ad alto impatto su bacini convenzionali, prossimi ad aree già sviluppate e ai mercati di sbocco;
- lo sviluppo di progetti con l'approccio design-to-cost e modulare, al fine di accelerare l'avvio delle produzioni e la riduzione dell'esposizione finanziaria;
- la massimizzazione del valore attraverso l'integrazione del portafoglio con le attività di marketing del gas (con un crescente ruolo del GNL), il miglioramento dei business mid-downstream, e la gestione "attiva" del portafoglio fondata sul Dual Exploration Model.

Progetti E&P



Prosegue la realizzazione dei progetti di sviluppo previsti in avvio nel 2017 (Jangkrik - Indonesia, OCTP oil - Ghana e Zohr - Egitto). Il progetto East Hub in Angola è già stato avviato lo scorso febbraio con 5 mesi di anticipo rispetto alle previsioni. Questi progetti, unitamente al ramp-up di Kashagan e Goliat, assicureranno un solido contributo alla crescita della generazione di cassa 2017 e anni successivi. In tre anni ridotto in misura significativa il break-even del portafoglio progetti grazie alla strategia esplorativa, guidata dall'obiettivo di ottimizzazione dei costi nel convertire le risorse in produzioni, all'efficacia del modello di sviluppo e alla riduzione dei costi operativi.

Nooros



La produzione del progetto Nooros in Egitto ha raggiunto 85,5 mila boe/giorno in quota Eni, risultato record conseguito a soli 13 mesi dalla scoperta avvenuta a luglio 2015 e in anticipo rispetto alle previsioni. Con la perforazione di ulteriori pozzi di sviluppo, si prevede che il campo possa raggiungere la capacità produttiva massima di circa 160 mila boe/giorno nel corso del 2017. Nooros è un importante successo della strategia esplorativa near-field di Eni, finalizzata all'incremento della base riserve in prossimità di infrastrutture esistenti.

Mozambico



Prima fase dello sviluppo di Coral approvata da parte delle autorità del Mozambico per la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas. I partner dell'Area 4 (Eni East Africa, joint operation tra Eni e CNPC, Galp, Kogas e ENH) e BP hanno firmato l'accordo vincolante per la fornitura ventennale di circa 3,3 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti a circa 5 miliardi di metri cubi), che sarà prodotto dall'impianto galleggiante Coral South. Nel marzo 2017 ExxonMobil ed Eni hanno firmato un accordo di compravendita per l'acquisto della partecipazione del 25% nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico. Le condizioni concordate prevedono un prezzo di circa \$2,8 miliardi. L'acquisizione è soggetta a una serie di condizioni sospensive, tra cui l'approvazione da parte delle autorità del Mozambico e di altri enti regolatori.

Sicurezza delle persone



Nel 2016 è stata avviata la nuova fase del programma di comunicazione e formazione "Eni in Safety" con l'obiettivo di diffondere a tutti i livelli aziendali le lesson learnt connesse a near miss ed incidenti. L'iniziativa e gli altri investimenti nel campo della sicurezza hanno consentito di registrare una riduzione del 21% del total recordable injury rate della forza lavoro (-11% per i dipendenti e -25% per i contrattisti), confermando il trend di miglioramento degli ultimi anni.

Emissioni GHG



Le emissioni di GHG del 2016 sono diminuite del 3,5% rispetto al 2015 grazie alle minori emissioni da combustione (-0,9 milioni di tonnellate), al contenimento delle emissioni di metano (-0,3 milioni di tonnellate) conseguito grazie alle campagne sulle emissioni fuggitive e ai progetti di efficienza energetica. L'indice di emissione rispetto alla produzione del settore upstream è migliorato del 9%.

Oil spill operativi



I barili sversati a seguito di oil spill operativi (maggiori di un barile), riconducibili per l'88% al settore E&P, sono diminuiti del 29% rispetto al 2015; il settore R&M e Chimica evidenzia un significativo miglioramento (-69%, 134 barili sversati rispetto a 427 del 2015). In Nigeria è in corso un piano di sostituzione dei gusci posizionati sui fori da effrazioni che costituiscono un potenziale punto debole.

Energie rinnovabili

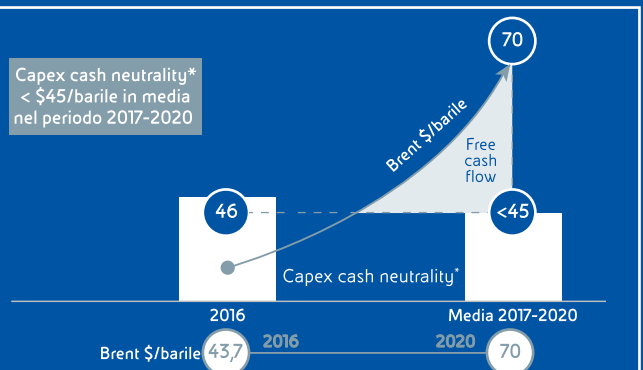


Definiti progetti per la produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia e nei Paesi di presenza. Il "Progetto Italia" ha come obiettivo la realizzazione di progetti nell'ambito delle rinnovabili (produzione di energia da destinare prevalentemente all'autoconsumo) utilizzando aree industriali di proprietà per una capacità complessiva prevista di circa 220 MWp. All'estero, Eni ha siglato accordi per lo sviluppo di nuovi progetti per la produzione di energia rinnovabile prevalentemente da fotovoltaico in Algeria, Tunisia e Ghana.

Migliore posizionamento per la crescita

2017-2020 targets	Upstream
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Produzione: +3% in media nel triennio ➤ Successi esplorativi: 2-3 mld boe
	Mid-downstream
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Break-even strutturale dal 2017 ➤ Margine di break-even della raffinazione: 3 \$/barile entro il 2018
	Gruppo
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Piano investimenti vs. piano precedente: -8% ➤ Break-even dei nuovi progetti: circa 30\$/barile ➤ Programma dismissioni di asset: circa €5-7 mld ➤ Flusso di cassa netto da attività operativa: €47 mld nel quadriennio

Capex cash neutrality*
< \$45/barile in media
nel periodo 2017-2020



(*) Copertura degli investimenti tecnici con la cassa operativa.

Principali dati

Principali dati economico-finanziari ^(*) ^(**)	(€ milioni)	2012	2013	2014	2015	2016
Ricavi della gestione caratteristica		127.109	104.117	98.218	72.286	55.762
Utile (perdita) operativo		15.208	9.876	8.965	(3.076)	2.157
<i>Special items</i>		4.692	3.046	1.912	7.648	333
<i>Utile (perdita) da magazzino</i>		(17)	716	1.460	1.136	(175)
Utile (perdita) operativo adjusted ^(b)		19.883	13.638	12.337	5.708	2.315
<i>di cui: Exploration & Production</i>		18.537	14.643	11.679	4.182	2.494
<i>Gas & Power</i>		398	(622)	168	(126)	(390)
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		(772)	(859)	(412)	695	583
<i>Ingegneria & Costruzioni</i>		1.485	(99)			
<i>Corporate e altre attività</i>		(547)	(542)	(443)	(369)	(452)
<i>Eliminazione utili interni e altre elisioni</i>		782	1.117	1.345	1.326	80
Utile (perdita) netto di Gruppo ^(a)		7.790	5.160	1.303	(8.778)	(1.464)
<i>di cui: continuing operations</i>		4.200	5.648	1.720	(7.952)	(1.051)
<i>discontinuing operations</i>		3.590	(488)	(417)	(826)	(413)
Utile (perdita) netto adjusted ^(a) ^(b)		7.325	4.430	3.723	803	(340)
<i>di cui: continuing operations</i>		7.130	4.921	4.199	1.317	(340)
<i>discontinuing operations</i>		195	(491)	(476)	(514)	
Flusso di cassa netto da attività operativa ^(b)		12.567	11.026	14.742	11.649	7.673
<i>di cui: continuing operations</i>		12.552	11.547	14.469	12.875	7.673
<i>discontinuing operations</i>		15	(521)	273	(1.226)	
Investimenti tecnici		13.561	(12.800)	11.872	11.302	9.180
<i>di cui: continuing operations</i>		12.805	(11.898)	11.178	10.741	9.180
<i>discontinued operations</i>		756	(902)	694	561	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		62.417	61.049	65.641	57.409	53.086
Indebitamento finanziario netto		15.069	14.963	13.685	16.871	14.776
Leverage		0,24	0,25	0,21	0,29	0,28
Capitale investito netto		77.486	76.012	79.326	74.280	67.862
<i>di cui: Exploration & Production</i>		42.369	45.699	51.061	53.968	57.910
<i>Gas & Power</i>		10.597	8.462	9.031	5.803	4.100
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		11.428	11.393	9.711	6.986	6.981

(*) Da continuing operations. I risultati del settore Saipem, oggetto di deconsolidamento nel gennaio 2016 a seguito della perdita del controllo, sono stati rilevati come discontinued operations secondo i criteri di cui all'IFRS5 negli esercizi 2013, 2014 e 2015. I risultati dell'esercizio 2012 rilevano come discontinued operations i soli Business Regolati Italia ceduti nel 2012.

(**) 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). Ai sensi delle disposizioni dello IAS 8 "Principi contabili, cambiamenti nelle stime contabili ed errori", l'applicazione del SEM rappresenta una modifica volontaria di una accounting policy, giustificata dall'allineamento alle prassi di settore, da applicare retroattivamente. Conseguentemente i dati economici, patrimoniali e finanziari dei comparative periods del bilancio 2016 sono stati riesposti. L'effetto della modifica è stato rilevato come variazione del saldo di apertura delle voci interessate in contropartita alla voce "Utili portati a nuovo" del patrimonio netto al 1° gennaio 2014. La modifica ha comportato in particolare un incremento dei saldi iniziali delle voci immobili, impianti e macchinari di €3.524 milioni; delle attività immateriali di €860 milioni e del patrimonio netto Eni di €3.001 milioni. Altre variazioni hanno riguardato le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite e altre voci minori. Con riferimento all'esercizio 2015, l'adozione del SEM ha comportato un peggioramento dell'utile operativo reported di €815 milioni. Maggiori informazioni sono fornite nelle note al bilancio consolidato della Relazione Finanziaria Annuale 2016.

(a) Di competenza Eni.

(b) Misure di risultato non-GAAP. I dati di confronto, ad eccezione del 2012, 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.

Principali indicatori di mercato		2012	2013	2014	2015	2016
Prezzo medio greggio Brent dated ^(a)	(\$/barile)	111,58	108,66	98,99	52,46	43,69
Cambio medio EUR/USD ^(b)		1,285	1,328	1,329	1,11	1,107
Prezzo medio del greggio Brent dated	(€)	86,83	81,82	74,48	47,26	39,47
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	(\$)	4,1	2,4	3,2	8,3	4,2
TTF	(€/mgl di metri cubi)	265	286	221	210	148
PSV	(€/mgl di metri cubi)	304	296	246	234	168

(a) Fonte: Platt's Oilgram.

(b) Fonte: Reuters (WMR).

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

Principali indicatori di performance ^(a)		2012	2013	2014	2015	2016
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	36.018	36.678	34.846	34.196	33.536
di cui: donne		7.955	8.291	8.076	7.960	7.700
all'estero		13.807	14.436	13.639	13.316	12.626
Dipendenti all'estero locali	(%)	87	86	86	85	85
Donne in posizioni manageriali (dirigenti e quadri)		23	23	23	24	24
Pay gap (donne vs uomini)		98	96	97	97	97
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	1,26	0,94	0,71	0,45	0,35
di cui: dipendenti		1,13	0,78	0,56	0,41	0,36
contrattisti		1,33	1,01	0,79	0,47	0,35
Fatality index (dipendenti e contrattisti)	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,27	0,00	1,03	1,46	0,72
Near miss ^(b)	(numero)	1.557	1.620	1.729	1.489	1.644
Spese in formazione	(€ milioni)	39,3	57,6	39,1	29,1	26,6
Ore di formazione	(migliaia di ore)	1.400	1.750	1.213	1.099	939
di cui e-learning		52	149	120	183	197
Volumi totali Oil spill (>1 barile)	(barili)	12.419	7.891	15.562	16.481	5.648
di cui: da atti di sabotaggio e terrorismo		8.669	6.002	14.401	14.847	4.489
operativi		3.750	1.889	1.161	1.634	1.159
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	52,14	47,60	42,02	41,56	40,10
di cui: CO ₂ equivalente da combustione e da processo		35,15	33,07	30,92	31,49	30,60
CO ₂ equivalente da flaring		9,46	9,13	5,73	5,51	5,40
CO ₂ equivalente da metano incombusto e da emissioni fuggitive		5,33	3,47	3,48	2,77	2,42
CO ₂ equivalente da venting		2,20	1,92	1,89	1,80	1,67
Spese in R&S ^(c)	(€ milioni)	196	181	174	176	161
di cui: new energy						51
Domande di primo deposito brevettuale	(numero)	61	45	64	33	40
di cui: depositi sulle fonti rinnovabili		21	28	29	16	12
Fornitori utilizzati	(numero)	15.784	14.770	13.145	11.380	10.041
Procurato totale	(€ milioni)	18.752	19.842	24.068	20.350	13.249
di cui: locale		12.933	14.466	15.183	13.412	10.390
Interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA (community investment)	(€ milioni)	61	56	65	76	67

		2012	2013	2014	2015	2016
Exploration & Production						
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.304	12.352	12.777	12.821	12.494
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,83	0,60	0,56	0,34	0,34
di cui: dipendenti		0,51	0,30	0,20	0,22	0,34
contrattisti		0,95	0,71	0,68	0,39	0,34
Riserve certe di idrocarburi	(milioni di boe)	7.166	6.535	6.602	6.890	7.490
Vita utile residua delle riserve certe	(anni)	11,5	11,1	11,3	10,7	11,6
Produzione di idrocarburi ^(d)	(migliaia di boe/giorno)	1.701	1.619	1.598	1.760	1.759
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve		147	105	112	148	193
Profit per boe ^{(e)(f)}	(\$/boe)	14,8	16,1	14,5	7,4	2,7
Opex per boe ^(e)		7,1	8,3	8,4	7,2	6,2
Cash flow per boe ^(d)		32,8	31,9	30,1	20,9	12,9
Finding & Development cost per boe ^{(d)(f)}		17,4	19,2	21,5	19,3	13,2
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	29,4	27,4	23,4	22,8	20,4
Emissioni di CO ₂ eq/produzione lorda di idrocarburi (100% operata) ^(g)	(tonnellate di CO ₂ eq/tep)	0,230	0,232	0,201	0,182	0,166
% di acqua di formazione reiniettata	(%)	49	55	56	56	58
Volume di gas inviato a flaring	(milioni di metri cubi)	nd	3.450	1.767	1.989	1.950
di cui: di processo		nd	3.320	1.678	1.564	1.530
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	3.015	1.728	936	1.177	1.025
Interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA (community investment)	(€ milioni)	60	53	63	72	63

(a) Relativi alle continuing operations. I dati del triennio 2014-2016 escludono il contributo Saipem, il cui controllo è stato ceduto nel 2016. I dati del 2012 non includono il contributo dei soli Business Regolati Italia, ceduti nello stesso anno.

(b) Al netto dei costi generali e amministrativi.

(c) Comprensivi di investimenti per il territorio a favore delle comunità, liberalità, contributi assicurativi, sponsorizzazioni, contributi a Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation.

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

(e) Relativo alle società consolidate.

(f) Media triennale.

(g) Produzione di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 122 mln di tep, 125 mln di tep e 117 mln di tep, rispettivamente nel 2016, 2015 e 2014.

		2012	2013	2014	2015	2016
Gas & Power						
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.836	4.616	4.561	4.484	4.261
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	2,23	1,48	0,82	0,89	0,28
di cui: dipendenti		1,77	1,39	0,87	0,91	0,27
contrattisti		3,98	1,80	0,70	0,81	0,31
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	95,32	93,17	89,17	90,88	88,93
di cui: in Italia		34,78	35,86	34,04	38,44	38,43
internazionali		60,54	57,31	55,13	52,44	50,50
Clienti in Italia	(milioni)	7,45	8,00	7,93	7,88	7,76
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	12,8	11,3	10,1	10,6	11,2
Emissioni di GHG/energia elettrica equivalente (EniPower)	(gCO ₂ eq/kWheq)	400	407	409	409	398
Capacità installata centrali elettriche	(GW)	5,30	4,80	4,90	4,90	4,70
Energia elettrica prodotta	(terawattora)	23,58	21,38	19,55	20,69	21,78
Vendite di energia elettrica		42,58	35,05	33,58	34,88	37,05
		2012	2013	2014	2015	2016
Refining & Marketing e Chimica						
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	14.276	14.146	11.884	10.995	10.858
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) totale	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	3,03	2,33	1,51	1,07	0,38
di cui: dipendenti		2,76	2,12	1,60	0,97	0,44
contrattisti		3,32	2,56	1,40	1,17	0,32
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	735	161	225	427	134
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	9,80	8,90	8,45	8,19	8,50
Emissioni SOx (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq)	19,18	12,33	6,84	6,17	4,35
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	30,01	27,38	25,03	26,41	24,52
Quota di mercato rete in Italia	(%)	31,2	27,5	25,5	24,5	24,3
Vendite di prodotti petroliferi Rete Europa	(milioni di tonnellate)	10,87	9,69	9,21	8,89	8,59
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	6.384	6.386	6.220	5.846	5.622
Erogato medio per stazione di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	2.064	1.828	1.725	1.754	1.742
Capacità bilanciata delle raffinerie	(mgl barili/g)	767	787	617	548	548
Capacità delle bioraffinerie	(migliaia di tonnellate/anno)			360	360	360
Produzione di biocarburanti	(migliaia di tonnellate)			105	179	191
Emissioni di GHG/lavorazioni di greggio e semilavorati (raffinerie tradizionali) ^(h)	(tonnellate CO ₂ eq/kt)	271	252	287	237	272
Produzioni di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	6.090	5.817	5.283	5.700	5.646
Vendite di prodotti petrolchimici		3.953	3.785	3.463	3.801	3.759
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	67	65	71	73	72

(h) Nel 2014: Livorno, Sannazzaro, Taranto, Gela e dal 2015: Livorno, Sannazzaro e Taranto.

Dati per azione		2012	2013	2014	2015	2016
Utile (perdita) netto ^{(a)(b)(*)}	(€)	1,16	1,56	0,48	(2,21)	(0,29)
Dividendo		1,08	1,10	1,12	0,80	0,80
Dividendi pagati nell'esercizio ^(c)		3.840	3.949	4.006	3.457	2.881
Cash flow ^(*)		3,46	3,19	4,01	3,58	2,13
Dividendo yield ^(d)	(%)	5,9	6,5	7,6	5,7	5,4
Utile (perdita) netto per ADR ^{(b)(e)(*)}	(\$)	2,98	4,14	1,27	(4,90)	(0,65)
Dividendo per ADR ^(e)		2,82	2,99	2,65	1,77	1,77
Cash flow per ADR ^(e)		8,77	8,47	10,66	7,95	4,72
Dividend yield per ADR ^{(d)(e)}	(%)	5,9	6,5	7,6	5,7	5,4
Pay-out		50	77	310	(33)	(197)
Numero di azioni a fine periodo	(milioni)	3.634,2	3.634,2	3.634,2	3.634,2	3.634,2
Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio ^(f) (interamente diluito)		3.622,8	3.622,8	3.610,4	3.601,1	3.601,1
Total Shareholder Return (TSR)	(%)	22,0	1,3	(11,9)	1,1	19,2

(*) Da continuing operations. I risultati del settore Saipem, oggetto di deconsolidamento nel gennaio 2016 a seguito della perdita del controllo, sono stati rilevati nei periodi di confronto 2013-2015 come discontinued operations secondo i criteri di cui all'IFRS5.

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

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) L'importo 2016 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		2012	2013	2014	2015	2016
Prezzo per azione - Borsa di Milano						
Massimo	(€)	18,70	19,48	20,41	17,43	15,47
Minimo		15,25	15,29	13,29	13,14	10,93
Medio		17,18	17,57	17,83	15,47	13,42
Fine periodo		18,34	17,49	14,51	13,8	15,47
Prezzo per ADR^(a) - New York Stock Exchange						
Massimo	(\$)	49,44	52,12	55,30	39,29	33,33
Minimo		36,85	40,39	32,81	29,28	25,00
Medio		44,24	46,68	47,37	34,31	29,74
Fine periodo		49,14	48,49	34,91	29,8	32,24
Media giornaliera degli scambi	(mln di azioni)	15,63	15,44	17,21	20,30	18,41
Controvalore	(€ milioni)	267,0	271,4	304,0	312,0	246,0
Numero azioni in circolazione nell'anno ^(b)	(mln di azioni)	3.622,8	3.622,8	3.610,4	3.601,1	3.601,1
Capitalizzazioni di borsa^(c)						
EUR	(mld)	66,4	63,4	52,4	50,2	56,2
USD		87,7	87,4	63,6	55,7	59,3

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

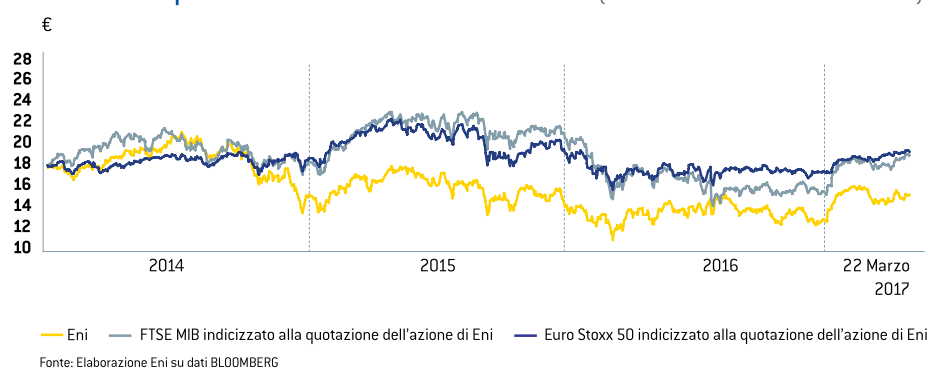
(b) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

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

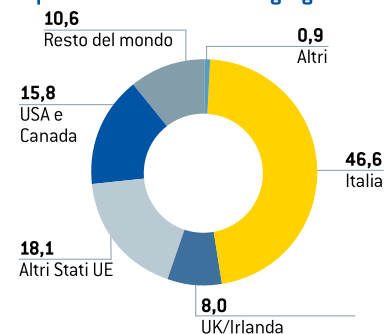
Informazioni riguardanti i collocamenti delle azioni		1995	1996	1997	1998	2001
Prezzi di collocamento	(€/azione)	5,42	7,40	9,90	11,80	13,60
Numero di azioni collocate	(mln di azioni)	601,9	647,5	728,4	608,1	200,1
di cui: per attribuzione bonus share	(mln di azioni)		1,9	15,0	24,4	39,6
Percentuale del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

(a) Riferita al capitale sociale al 31 dicembre 2016.

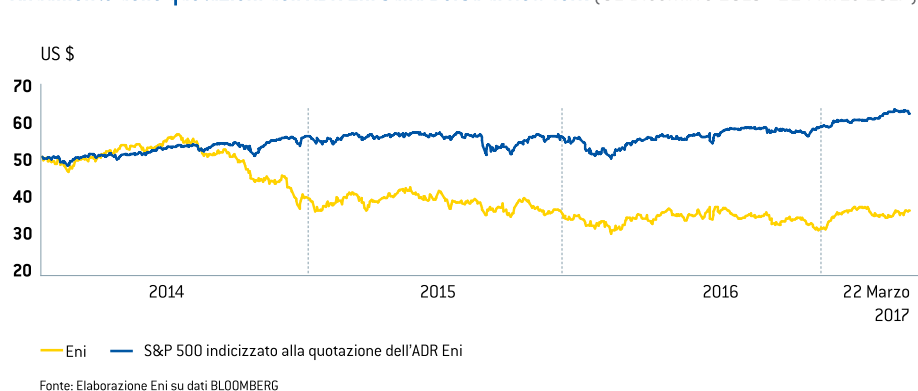
Andamento delle quotazioni dell'azione Eni sulla Borsa di Milano (31 Dicembre 2013 - 22 Marzo 2017)



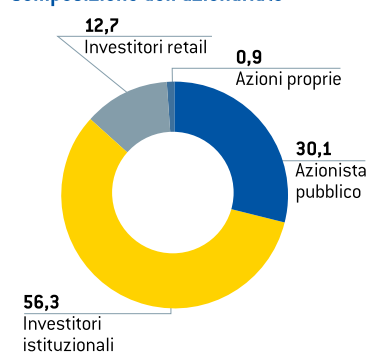
Ripartizione azionario area geografica^(*)



Andamento delle quotazioni dell'ADR Eni sulla Borsa di New York (31 Dicembre 2013 - 22 Marzo 2017)



Composizione dell'azionariato^(*)



Exploration & Production



Principali indicatori di performance

		2014	2015	2016
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,56	0,34	0,34
di cui: dipendenti		0,20	0,22	0,34
contrattisti		0,68	0,39	0,34
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	28.488	21.436	16.089
Utile (perdita) operativo		10.727	(959)	2.567
Utile (perdita) operativo adjusted		11.679	4.182	2.494
Utile (perdita) netto adjusted		4.569	991	508
Investimenti tecnici		10.156	9.980	8.254
Profit per boe ^{(b)(c)}	(\$/boe)	14,5	7,4	2,7
Opex per boe ^(b)		8,4	7,2	6,2
Cash Flow per boe ^(d)		30,1	20,9	12,9
Finding & Development cost per boe ^{(c)(d)}		21,5	19,3	13,2
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi ^(d)		65,49	36,47	29,14
Produzione di idrocarburi ^(d)	(migliaia di boe/giorno)	1.598	1.760	1.759
Riserve certe di idrocarburi ^(d)	(milioni di boe)	6.602	6.890	7.490
Vita utile residua delle riserve certe ^(d)	(anni)	11,3	10,7	11,6
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve ^(d)	(%)	112	148	193
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	12.777	12.821	12.494
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	936	1.177	1.025
Acqua di formazione reiniettata	(%)	56	56	58
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	23,4	22,8	20,4
Emissioni di CO ₂ eq/produzione lorda di idrocarburi (100% operata) ^(e)	(tonnellate di CO ₂ eq/tep)	0,201	0,182	0,166
Interventi sul territorio derivanti da accordi, convenzioni e PSA (community investment)	(€ milioni)	63	72	63

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Relativo alle società consolidate.

(c) Media triennale.

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

(e) Produzione di idrocarburi da giacimenti interamente operati da Eni (100%) pari a: 122 mln di tep, 125 mln di tep e 117 mln di tep, rispettivamente nel 2016, 2015 e 2014.

Performance dell'anno

- Il trend della performance della sicurezza si conferma positivo, con l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) pari allo 0,34 (in linea con il 2015). Eni continua a mantenere elevati i livelli di attenzione alla sicurezza di tutte le attività anche grazie alle continue campagne di sensibilizzazione HSE attraverso l'implementazione di progetti specifici.
- Le emissioni di gas serra risultano in riduzione dell'11% rispetto all'esercizio di confronto grazie alle continue azioni di efficienza energetica, ottimizzazione della logistica e al proseguimento di progetti di contenimento delle emissioni fuggitive, in particolare in alcuni siti in Egitto, Kazakhstan, Regno Unito, Ecuador e Stati Uniti. Nel marzo 2016 è entrata in produzione in Norvegia la piattaforma Goliat che, grazie all'utilizzo di soluzioni tecnologiche avanzate, ha contribuito ulteriormente al contenimento delle emissioni da combustione. L'indice di emissione rispetto alla produzione è migliorato del 9% e risulta migliore rispetto al target di fine anno fissato.
- Il trend di acqua re-iniettata continua ad attestarsi su ottimi livelli per l'industria (58% nel 2016), anche grazie alle continue campagne avviate in diversi siti produttivi, in particolare nel 2016 in Ecuador, Egitto e Congo.
- Nel 2016 il settore E&P registra una riduzione del 40% di utile operativo adjusted rispetto al 2015, dovuta alla flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e gas (-20%), nonché all'impatto del fermo di circa quattro mesi e mezzo della produzione in Val d'Agri. Tali effetti sono stati in parte compensati dalla maggiore produzione in altre aree, e da recuperi di efficienza operativa con costi operativi unitari ridotti a 6,2 \$/boe (-14% rispetto al 7,2 \$/boe nel 2015) e minori DD&A¹ (-16% rispetto al 2015).
- La produzione di idrocarburi nel 2016 è stata di 1.759 mila boe/giorno, in linea con il 2015, nonostante il fermo in Val d'Agri. Il contributo da avvio/ramp-up è stato di circa 280 mila boe/giorno nel 2016. Produzione prevista in crescita nel 2017 al livello record di 1,84 milioni di boe/giorno (circa + 5% rispetto al 2016).
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2016 ammontano a 7,5 miliardi di boe, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 42,8 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe sale al 193% nel 2016, record storico per Eni. Anche considerando pro-forma la cessione del 40% di Zohr, il tasso di rimpiazzo rimane eccellente al 139%. La vita utile residua delle riserve è di 11,6 anni (10,7 anni nel 2015).

Esplorazione

- Nell'ambito dell'applicazione del dual exploration model, che consente di perseguire contemporaneamente al rapido sviluppo delle riserve scoperte, la loro parziale diluizione al fine di anticiparne la monetizzazione del valore e di ridurre l'esposizione degli investi-

menti di sviluppo, sono stati firmati due accordi per la cessione a Bp e Rosneft di una quota complessiva del 40% della scoperta giant di Zohr nel blocco operato di Shoruk (Eni 100%) in Egitto. Gli accordi hanno efficacia economica dal 1° gennaio 2016 e prevedono il rimborso a Eni degli investimenti sostenuti nel periodo e fino al closing. Ai nuovi partner è attribuita l'opzione per l'acquisto di un'ulteriore quota del 5% alle stesse condizioni dell'accordo. La prima delle due transazioni ha ottenuto il closing nel febbraio 2017 grazie all'ottenimento delle autorizzazioni da parte del governo egiziano; la seconda è prevista perfezionarsi entro la metà del 2017. Il valore dell'operazione al 1° gennaio 2017 è pari a circa €2 miliardi che comprende il rimborso dei costi sostenuti da Eni nel 2016. Eni, in applicazione del dual exploration model, dal 2013 ha ottenuto €5,4 miliardi.

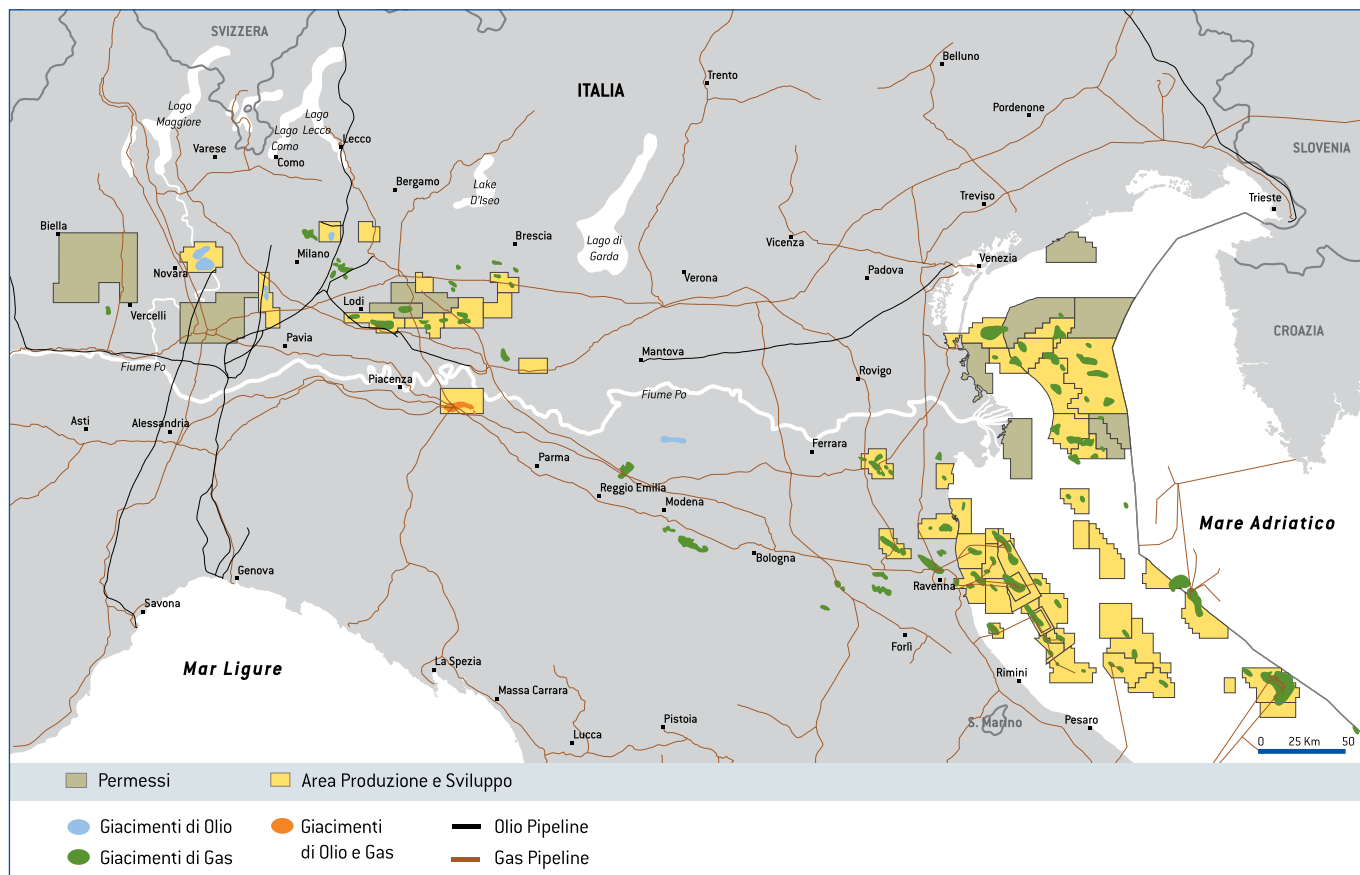
- Prosegue la serie record di successi nell'esplorazione con risorse addizionali di 1,1 miliardi di boe nel 2016 a un costo di esplorazione unitario di \$0,6 per boe. Le risorse esplorative scoperte negli ultimi 3 anni ammontano a 3,4 miliardi di boe per un costo unitario di \$1 per boe. Previste nel prossimo futuro attività esplorative in nuove, promettenti licenze.
- In Marocco, firmato un accordo con Chariot Oil & Gas (Farm-Out Agreement) che prevede l'assegnazione a Eni del ruolo di operatore e una quota del 40% nei permessi esplorativi I-VI nella licenza "Rabat Deep Offshore".
- In Montenegro, ottenuta la licenza esplorativa relativa a quattro blocchi offshore per una superficie complessiva di 1.228 chilometri quadrati. La licenza sarà operata da Eni con un interest del 50% in joint venture con Novatek.
- 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.
- Sono stati firmati quattro accordi con le compagnie di stato del Bahrein per studiare e valutare il potenziale di alcuni asset offshore e onshore di esplorazione e produzione nel Paese. Conclusi gli studi di valutazione, le autorità del Bahrein valuteranno insieme a Eni la possibilità di future iniziative per ulteriori sviluppi delle risorse energetiche del Paese.
- Il portafoglio esplorativo è stato rinnovato attraverso l'acquisizione di circa 10.500 chilometri quadrati in quota Eni di nuovo acreage in paesi di consolidata presenza, in particolare in Egitto, Ghana, Norvegia e Regno Unito, e l'ingresso in nuove aree, quali i già citati Montenegro e Marocco.
- Gli investimenti nell'esplorazione dell'anno ammontano a €417 milioni e hanno riguardato il completamento di 16 nuovi pozzi esplorativi (10,2 in quota Eni). Il tasso di successo commerciale si porta a livelli top dell'industria (50% in quota Eni). A fine esercizio risultano 79 pozzi in progress (40 in quota Eni).

[1] Ammortamenti.

Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

- Conseguiti avvii di produzione da progetti rilevanti, tra cui:
 - il giacimento norvegese Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents, con la produzione che ha raggiunto il plateau di 100 mila boe/giorno (65 mila boe/giorno in quota Eni);
 - il riavvio della produzione a Kashagan (Eni 16,81%) dopo il completamento delle operazioni di sostituzione delle pipeline danneggiate. La produzione è prevista raggiungere la capacità produttiva di 370 mila barili/giorno entro il 2017;
 - l'avvio della produzione dei giacimenti di M'Pungi e M'Pungi Nord nell'ambito del progetto modulare West Hub Development del Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore) nell'offshore dell'Angola, che ha portato la produzione complessiva dell'hub a circa 81 mila barili/giorno;
 - nel febbraio 2017, il progetto East Hub Development del Blocco 15/06, in anticipo di 5 mesi rispetto ai piani di sviluppo e con un time-to-market tra i migliori dell'industria. Il programma, con uno schema di sviluppo simile a quello del West Hub, prevede la messa in produzione del reservoir nella parte nord est dell'area;
 - la Great Nooros Area (Eni 75%) in Egitto, con il conseguimento del picco produttivo di 85,5 mila boe/giorno in quota Eni. Si tratta di un risultato record, conseguito a soli 13 mesi dalla scoperta e in anticipo rispetto alle previsioni. Inoltre, grazie al contesto maturo e alla natura convenzionale del progetto, la produzione presenta costi tra i più bassi del portafoglio di Eni.
- Prosegue la realizzazione dei progetti di sviluppo previsti in avvio nel 2017 (Jangkrik in Indonesia, OCTP oil in Ghana, e i citati Zohr ed East Hub). Questi progetti unitamente al ramp-up di Kashagan e Goliat, assicureranno un solido contributo alla generazione di cassa 2017 e anni successivi.
- Firmato in Mozambico tra i partner dell'Area 4 e BP l'accordo vincolante per la fornitura ventennale di circa 3,3 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti a circa 5 miliardi di metri cubi), che sarà prodotto dall'impianto galleggiante Coral South. L'accordo costituisce un passo fondamentale per la final investment decision di Coral, che prevede la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas.
- Nel marzo 2017 ExxonMobil ed Eni hanno firmato un accordo di compravendita per l'acquisto della partecipazione del 25% nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico. Le condizioni concordate prevedono un prezzo di circa \$2,8 miliardi. L'acquisizione è soggetta a una serie di condizioni sospensive, tra cui l'approvazione da parte delle autorità del Mozambico e di altri enti regolatori.
- Il modello di cooperazione di Eni è volto a supportare lo sviluppo delle comunità locali, a contribuire a limitare le disuguaglianze socioeconomiche nelle aree in cui opera e ad assicurare il coinvolgimento di tutti gli stakeholder. In questo senso, Eni è impegnata nella produzione di energia per il mercato domestico, nella diffusione dell'accesso all'energia, nella diversificazione del mix energetico e delle economie locali, nel trasferimento di know how e tecnologia e nello sviluppo locale negli ambiti della salute e dell'educazione.
- 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 di CO₂ e ulteriore incremento dell'efficienza delle attività operative; mantenimento di un portafoglio di progetti a basso potenziale di emissioni di CO₂ e promozione dell'utilizzo del gas come fonte di transizione per la generazione elettrica e di alimentazione per il trasporto.
- Sono stati investiti €7.770 milioni (-16,8% rispetto al 2015) nell'avanzamento di importanti progetti di sviluppo e nel mantenimento dei plateau produttivi, in particolare in Egitto, Angola, Kazakhstan, Indonesia, Iraq, Ghana e Norvegia.
- Nel 2016 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €62 milioni (€78 milioni nel 2015).

I Paesi di attività



Italia

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2016 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 133 mila boe/giorno. L'attività è condotta nel Mare Adriatico e Ionio, nell'Appennino Centro-Meridionale, nell'onshore e nell'offshore siciliano e nella Val Padana per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 20.818 chilometri quadrati (16.767 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività operate di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione (50 nell'onshore e 64 nell'offshore) e permessi di ricerca (12 nell'onshore e 9 nell'offshore).

Mare Adriatico e Ionio

Produzione I giacimenti hanno fornito nel 2016 il 52% della produzione Eni in Italia, principalmente gas. I principali sono Barbara, Cervia/Arianna, Annamaria, Luna, Angela-Angelina, Hera Lacinia, Bonaccia e Porto Garibaldi. La produzione è operata attraverso 72 piattaforme fisse (di cui 3 presidiate) installate presso i giacimenti principali alle quali sono collegati i giacimenti satelliti attraverso infrastrutture sottomarine. La produzione è convogliata mediante sealine sulla terraferma per essere immessa nella rete di trasporto nazionale del gas. Il sistema è continuamente sottoposto a rigorosi controlli di sicurezza, attività manutentiva e ottimizzazione della produzione.

Sviluppo Le iniziative di sviluppo hanno riguardato: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente nei campi di Barbara, Cervia/Arianna e Morena; e (ii) lo start-up del progetto di sviluppo Clara NW.

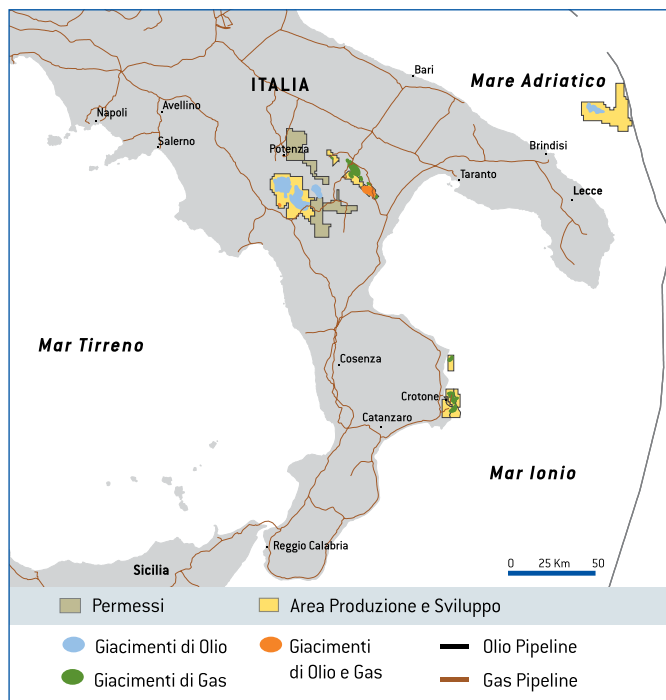
Appennino Centro-Meridionale

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. Il 12 agosto 2016 le attività del centro oli di Viggiano sono state progressivamente riavviate a seguito della notifica di dissequestro definitivo da parte del GIP di Potenza e dell'autorizzazione all'esercizio dell'impianto da parte dell'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse del Ministero dello Sviluppo Economico. La ripresa della produzione è conseguenza del completamento nel giugno 2016 di alcune modifiche non sostanziali all'impianto, autorizzate dal competente dipartimento del Ministero dello Sviluppo Economico, volte a risolvere quanto contestato dalla Procura nell'ambito del procedimento penale per presunti reati ambientali.

Sviluppo Nel 2016 è proseguito il programma di sviluppo oggetto di accordo con la Regione Basilicata, in particolare: (i) l'attuazione del Piano di Monitoraggio Ambientale che costituisce un progetto di assoluta eccellenza a tutela dell'ambiente; e (ii) le azioni per la promozione della cultura, della valorizzazione delle attività agricole e sviluppo socio-economico dell'area.

Sicilia

Produzione Eni è operatore in 12 concessioni di coltivazione nell'onshore e 3 nell'offshore siciliano, che nel 2016 hanno prodotto circa il 12% della produzione Eni in Italia. I principali giacimenti sono Gela, Ragusa, Tresauro, Giaurone, Fiumetto e Prezioso.



Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, proseguono le attività di sviluppo dei giacimenti offshore Argo e Cassiopea. È stato presentato alle competenti autorità un progetto di ottimizzazione delle attività con l'obiettivo di minimizzare l'impatto ambientale, di massimizzare lo sviluppo economico e occupazionale locale e di recuperare le aree della Raffineria Eni già bonificate per la realizzazione degli impianti di trattamento. Le attività programmate sono in attesa di autorizzazione da parte delle competenti autorità. Inoltre, il Protocollo d'Intesa include la realizzazione di interventi per lo sviluppo sostenibile del territorio, per complessivi €32 milioni. Sono stati firmati 3 protocolli attuativi, di cui il primo, completato, ha riguardato la realizzazione di una sala espositiva presso il Museo Archeologico di Gela. Gli altri interventi definiti riguardano progetti a sostegno dell'imprenditoria giovanile e interventi di riqualifica e potenziamento del porto di Gela.

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 8.356 chilometri quadrati (2.608 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2016 la produzione Eni nel Paese è stata di 133 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%), Mikkell (Eni 14,9%), Tyrihans (Eni 6,2%), Marul (Eni 20%, operatore) e Morvin (Eni 30%) che nel 2016 hanno fornito il 56%

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 hanno riguardato la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione nei giacimenti di Åsgard, Heidrun e Norne Outside (Eni 11,5%).

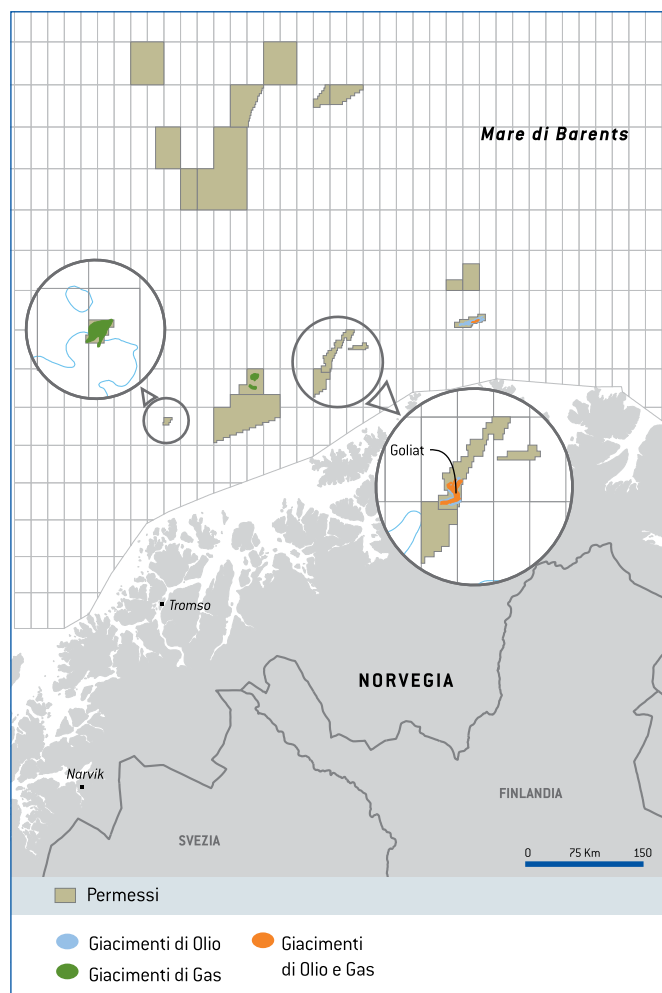
Esplorazione Eni partecipa in 30 licenze con quote comprese tra il 5% e il 50%, quattro delle quali operate.

Eni si è aggiudicata due licenze esplorative: (i) PL 128D con una quota dell'11,5% nel 2016; e (ii) PL 128E con una quota dell'11,5% nel gennaio 2017.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo a inizio 2017, con una nuova scoperta a gas e olio nelle licenze PL 128/128D, in prossimità delle facility produttive del giacimento Norne (Eni 6,9%) in linea con la strategia di esplorazione near-field che permette in caso di successo la veloce messa in produzione delle riserve.

Mare del Nord norvegese

Produzione Eni partecipa in 2 licenze produttive. Il principale giacimento è Ekofisk nella PL 018 (Eni 12,39%), che nel 2016 ha prodotto circa 16 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 12% della produzione Eni del Paese. La produzione di Ekofisk e dei satelliti 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 hanno riguardato la perforazione di pozzi di infilling a sostegno della produzione dei giacimenti Ekofisk ed Eldfisk nella licenza PL 018.

Esplorazione Eni partecipa in 8 licenze con quote comprese tra il 12,39% e il 45%, una delle quali operate.

Nel 2016 Eni si è aggiudicata l'operatorship della PL 816 con una quota del 70%.

Mare di Barents

Eni partecipa in 17 licenze, di cui 11 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 Nel marzo 2016 è stata avviata la produzione del giacimento di Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. La produzione ha raggiunto il target di 100 mila boe/giorno (65 mila boe/giorno in quota Eni) e, nel corso del 2016, il picco produttivo di circa 114 mila boe/giorno (circa 74 mila boe/giorno in quota Eni). Secondo le stime il giacimento contiene riserve pari a circa 180 milioni di barili di olio. 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, l'alimentazione elettrica della piattaforma dalla terraferma, la re-iniezione in giacimento di acqua e gas e nessun flaring di gas in normale produzione consentono di minimizzare l'impatto ambientale.

Esplorazione Eni si è aggiudicata le seguenti licenze esplorative: (i) nel corso del 2016, le licenze PL 229D (Eni 65%, operatore) e PL 849 (Eni 30%); e (ii) nel gennaio 2017, le licenze PL 900 (Eni 90%, operatore) e PL 901 (Eni 30%).

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 6.841 chilometri quadrati (6.328 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2016, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 63 mila boe/giorno.

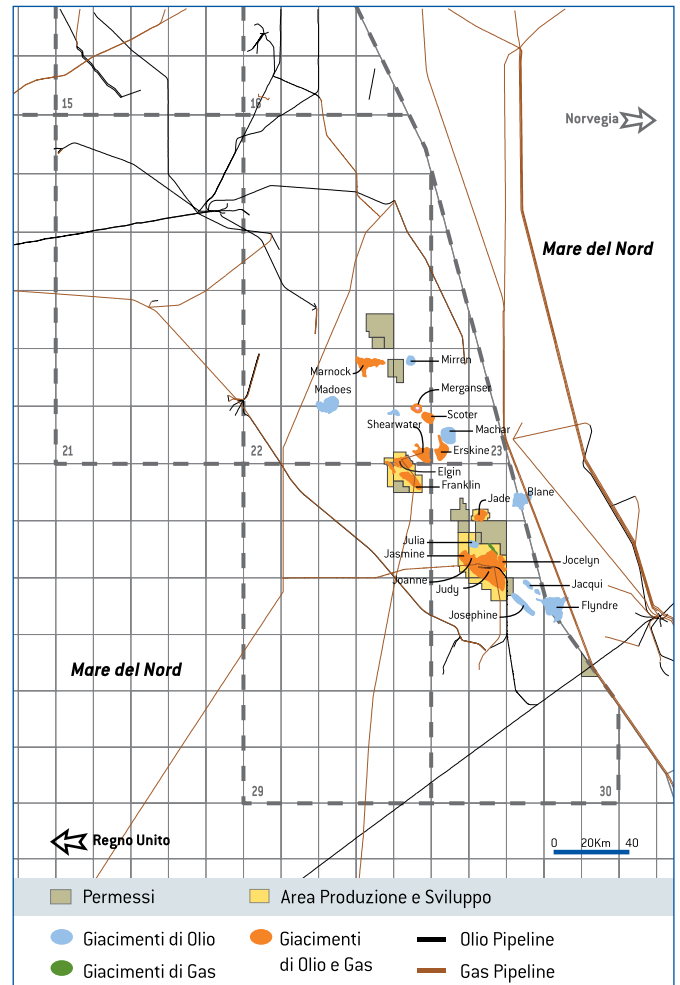
Le attività di esplorazione e produzione di Eni nel Regno Unito sono regolate da contratti di concessione.

Produzione Eni partecipa in 5 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%), J-Block e Jasmine (Eni 33%) e Jade (Eni 7%) che nel 2016 hanno fornito il 63% della produzione Eni del Paese.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il completamento della Fase 2 del giacimento West Franklin con raggiungimento del picco produttivo di 61 mila boe/giorno (13 mila boe/giorno in quota Eni).

Esplorazione Eni partecipa in 18 blocchi esplorativi, di cui due in corso di sviluppo, con quote comprese tra il 7% e il 100%, 11 dei quali operati.

Nel 2016 è stata ottenuta l'assegnazione con una quota del 100% e l'operatorship delle tre licenze esplorative PL2287, PL2288 e PL2292 nel Mare d'Irlanda e nella Liverpool Bay Area, adiacenti ad asset produttivi operati da Eni.



Africa Settentrionale

Algeria

Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2016 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 98 mila boe/giorno. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 3.409 chilometri quadrati (1.179 chilometri quadrati in quota Eni).

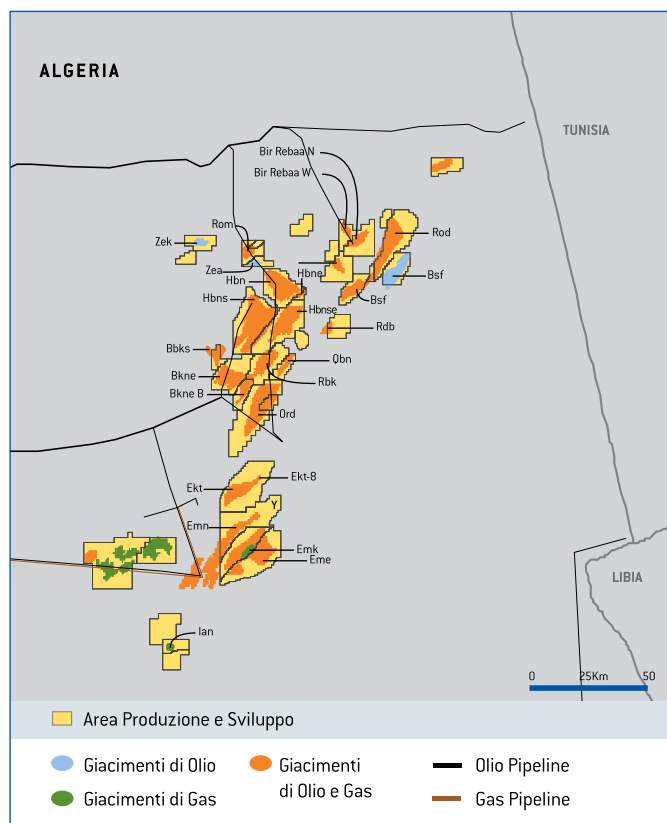
L'attività è concentrata nel deserto di Bir Rebaa, nell'area centro orientale del Paese, nei seguenti blocchi di esplorazione e sviluppo, operati da Eni: (i) i blocchi 403a/d (Eni dal 65% al 100%); (ii) il blocco ROM Nord (Eni 35%); (iii) i blocchi 401a/402a (Eni 55%); (iv) il blocco 403 (Eni 50%); (v) 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 2016 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.



Blocchi 401a/402a

Produzione Nel 2016 l'area ha fornito circa il 17% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti ROD/SFNE e satelliti. Nel corso del 2016 è stato finalizzato l'accordo di unitizzazione dei giacimenti SF-SFNE nei Blocchi 401a/402a (Eni 55%) ed è stata ottenuta l'estensione contrattuale di 10 anni per tutti i giacimenti dell'area.

Le altre attività hanno riguardato azioni di infilling e ottimizzazione della produzione nel giacimento di Rod (Eni 66%, operatore) anche attraverso l'implementazione della tecnologia Enhanced Oil Recovery WAG (Water Alternate Gas injection).

Blocco 403

Produzione Nel 2016 l'area ha fornito circa il 9% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti BRN, BRW e BRSW.

Blocco 404

Produzione Nel 2016 l'area ha fornito circa il 21% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN e HBNS.

Blocco 405b

Produzione Nel 2016 l'area ha fornito circa il 13% 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.

È stata avviata la produzione del progetto CAFC olio alla fine del 2016, con la messa in produzione di 6 pozzi attraverso le facility di trattamento di MLE presenti nell'area. Il completamento delle attività del progetto è previsto nel corso del 2017.

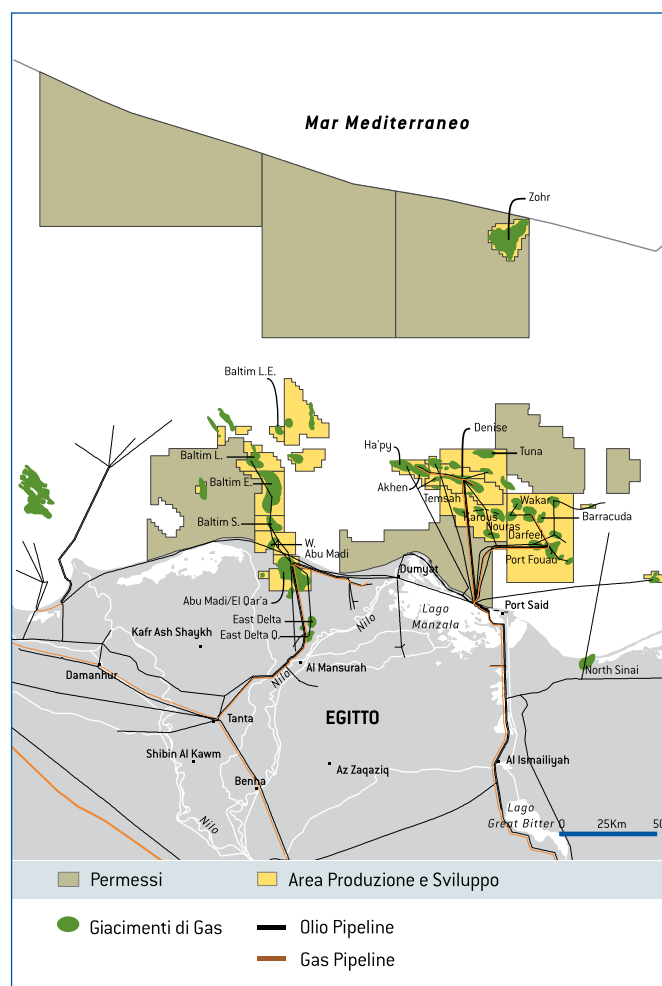
Sviluppo Proseguono le attività di sviluppo e ottimizzazione nei campi gas di MLE e CAFC con operazioni di construction, infilling e ottimizzazione della produzione.

Blocco 208

Produzione Nel 2016 il blocco ha fornito circa il 18% 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.

Egitto

Eni è presente in Egitto dal 1954; nel 2016 la produzione di idrocarburi è stata di 185 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando circa il 10% della produzione annuale Eni di idrocarburi. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 28.031 chilometri quadrati (10.665 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%) e Ras Qattara (Eni 75%) con produzione di petrolio e condensati; (ii) nelle concessioni del Delta del Nilo di North Port Said (Eni 100%), di El Tamsah (Eni 50%, operatore), di Baltim (Eni 50%, operatore), di Ras el Barr (Eni 50%) e di Abu Madi West (Eni 75%) con produzione prevalentemente a gas. Nel 2016, la produzione di queste concessioni ha rappresentato circa il 98% della produzione in quota Eni del Paese.



Inoltre Eni opera il blocco offshore di Shorouk (Eni 100%), dove è localizzata la scoperta giant a gas di Zohr.

Nel dicembre 2016 sono stati firmati due nuovi accordi di concessione per i blocchi di North El Hammad (Eni 37,5%, operatore) e North Ras El Esh (Eni 50%), situati nelle acque convenzionali dell'offshore egiziano del Mediterraneo.

Nel corso del 2016 Eni ha promosso l'avvio di iniziative per il supporto dello sviluppo socio-economico e sanitario delle comunità locali, in particolare nell'area di Port Said. In accordo con il Ministero del Petrolio e il Ministero della Salute, è stato definito un primo intervento in ambito sanitario nella zona di Al Garabaa, ad ovest di Port Said. Il programma prevede interventi per il miglioramento e rafforzamento dei servizi di emergenza e di assistenza sanitaria primaria.

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

Blocco Shorouk

Nel febbraio 2016 il Ministero del Petrolio e delle Risorse Minerarie egiziano ha approvato l'assegnazione a Eni del Zohr Development Lease che sancisce l'avvio dello sviluppo della scoperta giant a gas di Zohr sulla cui base è stata presa la FID e sono state iscritte le riserve certe. Il first gas è previsto a fine 2017. Le prime prove di produzione effettuate su due pozzi e le attività di drilling di delineazione e di sviluppo eseguite hanno confermato il potenziale della scoperta di 850 miliardi di metri cubi di gas in posto. Le attività di perforazione proseguiranno nel 2017 mentre sono in corso le attività di costruzione dell'impianto onshore di trattamento del gas e di installazione delle facility offshore.

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, sono stati firmati due accordi per la cessione di una quota complessiva del 40% della scoperta di Zohr. Gli accordi sono relativi alla cessione di: (i) una quota del 10% a BP, per un ammontare pari a \$375 milioni e il rimborso pro quota degli investimenti sostenuti ad oggi per circa \$150 milioni; (ii) una quota del 30% a Rosneft, per un ammontare di \$1.125 milioni e il rimborso pro quota degli investimenti sostenuti ad oggi per circa \$450 milioni. L'accordo riconosce ai nuovi partner l'opzione per l'acquisto di un'ulteriore quota del 5% alle medesime condizioni. Nel febbraio 2017, con l'approvazione del governo egiziano, è stata perfezionata la cessione a BP; l'accordo con Rosneft è previsto perfezionarsi entro la prima metà del 2017 e soggetto all'approvazione del governo del Paese.

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 88 mila barili/giorno (48 mila in quota Eni) nel 2016.

Sviluppo Sono state eseguite attività di infilling e ottimizzazione della produzione nelle concessioni Sinai 12 e Ashrafi (Eni 25%) per sostenere la capacità produttiva.

Delta del Nilo

North Port Said

Produzione Nel 2016 la produzione della concessione è stata di circa 22 mila boe/giorno (circa 15 mila in quota Eni), circa 2 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 1,4 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 380 mila tonnellate di propano, 305 mila tonnellate di GPL e 1,5 milioni di barili di condensati.

Baltim

Produzione Nel 2016 la produzione della concessione è stata di circa 29 mila boe/giorno (circa 9 mila boe in quota Eni); circa 1,2 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 1,2 mila barili/giorno di condensati.

È stato rivisto al rialzo il potenziale della scoperta esplorativa Baltim South West nell'offshore convenzionale, che è ora stimato contenere oltre 28 miliardi di metri cubi di gas in posto. La revisione avviene a seguito dei risultati della perforazione di un pozzo di delineazione. Il giacimento è situato in prossimità della Great Nooros Area.

Abu Madi West

Produzione La produzione è fornita principalmente dal progetto Nidoco NW e satelliti nell'ambito della Great Nooros Area. Nel corso dell'anno è stato raggiunto il picco produttivo di 85,5 mila boe/giorno in quota Eni. Si tratta di un risultato record, conseguito a soli 13 mesi dalla scoperta avvenuta nel Luglio 2015 e in anticipo rispetto alle previsioni, grazie al successo degli ultimi pozzi esplorativi perforati nell'area di Nooros e dalla perforazione di nuovi pozzi di sviluppo. Con il completamento del programma di sviluppo, si prevede il raggiungimento della capacità produttiva di 160 mila boe/giorno nel corso del 2017.

Ras el Barr

Produzione Nel 2016 la produzione dell'area è stata di circa 67 mila boe/giorno (circa 20 mila in quota Eni), principalmente gas proveniente dai giacimenti Ha'py, Akhen, Taurt e Seth.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato la prosecuzione delle attività del progetto di sviluppo sub-sea END Phase 3 con la perforazione e il completamento di due pozzi.

El Tamsah

Produzione La concessione comprende principalmente i campi di Tamsah, Denise, Tuna e DEKA la cui produzione nel 2016 è stata di circa 73 mila boe/giorno (circa 19 mila in quota Eni); circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 1.000 barili/giorno di condensati in quota Eni.

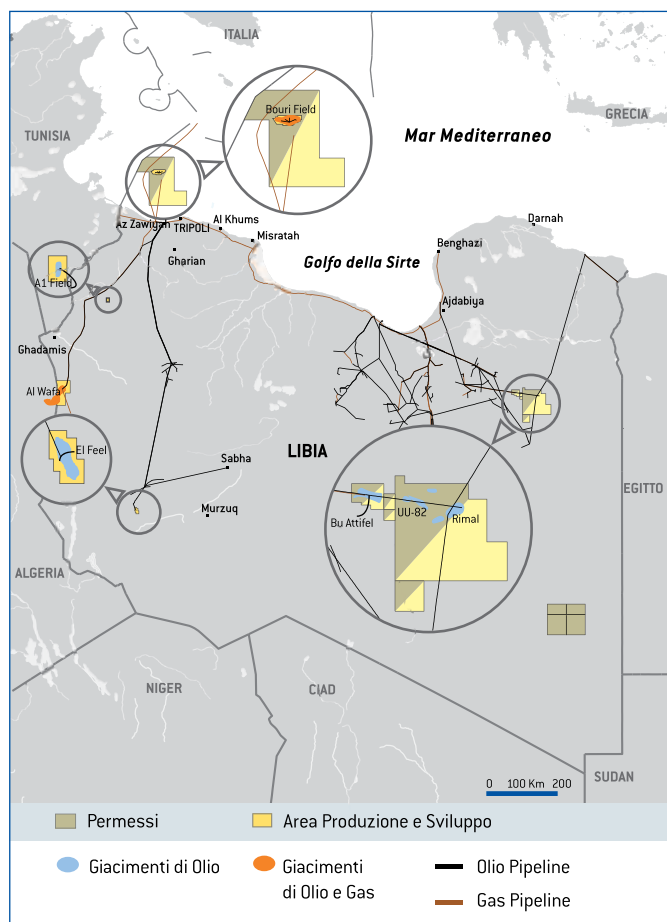
Western Desert

Produzione Altre attività produttive operate da Eni sono condotte nel Western Desert, in particolare nei permessi di sviluppo di Meleiha, Ras Qattara, West Abu Gharadig (Eni 45%) e West Razzak (Eni 100%) prevalentemente di petrolio. Nel 2016, le concessioni localizzate nel Western Desert hanno fornito circa il 14% della produzione in quota Eni del Paese.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato la concessione Meleiha con: (i) attività di infilling e ottimizzazione della produzione per sostenere la capacità produttiva; e (ii) l'avvio di un impianto di trattamento gas.

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 26.635 chilometri



quadrati (13.294 chilometri quadrati in quota Eni). L'attività di esplorazione e sviluppo è raggruppata in 6 contratti; onshore: (i) Area A, comprendente l'ex Concessione 82 (Eni 50%); (ii) Area B, ex-Concessione 100 (Bu Attifel) e il Blocco NC 125 (Eni 50%); (iii) Area E, con il giacimento El Feel (Elephant) (Eni 33,3%); e (iv) Area F con il Blocco 118 (Eni 50%); offshore: (i) Area C con il giacimento a olio di Bouri (Eni 50%); (ii) Area D con i Blocchi NC 41 e NC 169 (onshore), facenti parte del Western Libyan Gas Project (Eni 50%).

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. Dopo la rivoluzione del 2011 e la caduta del regime, la frammentarietà del quadro politico che ne ha fatto seguito e le conseguenti tensioni sociali sfociate in disordini, scioperi, proteste e il ritorno del conflitto interno, hanno talvolta comportato interruzioni precauzionali delle nostre attività industriali. Nel 2016 l'attività produttiva in Libia è stata in linea con quanto pianificato e l'equity di Eni nel Paese è stata di 353 mila boe/giorno, il livello più elevato dal 2010. Nonostante alcuni fattori positivi, si ritiene che il quadro socio-politico della Libia continuerà a costituire un fattore di rischio d'incertezza per il prossimo futuro. Nell'ipotesi di sviluppi geopolitici di maggiore rilevanza quali la ripresa del conflitto interno, atti di guerra, sabotaggi, tensioni sociali, proteste di massa e altri disordini civili Eni potrebbe essere costretta per il venir meno delle condizioni di sicurezza a interrompere in parte o in tutto le attività produttive presso gli impianti localizzati nel Paese per periodi più o meno prolungati, il che potrebbe determinare gravi ricadute sui risultati economici, il cash flow e le prospettive del business.

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) la manutenzione programmata presso l'impianto di trattamento di Mellitah, della piattaforma produttiva di Sabratha e delle facility di trattamento di Wafa nell'ambito del Western Libyan Gas Project; (ii) il posizionamento, l'installazione e il collegamento di una nuova FSO presso il giacimento in produzione di Bouri. Lo start-up è avvenuto nei primi mesi del 2017; (iii) la seconda fase di sviluppo del giacimento di Bahr Essalam (Eni 50%) con il completamento della campagna di perforazione offshore di 10 pozzi, di cui 9 perforati nel 2016. È stato assegnato il contratto EPCI per la fornitura e l'installazione delle flowline. Il first gas è previsto nel 2018; e (iv) il collegamento di un pozzo produttore presso il giacimento Wafa (Eni 50%) e l'esecuzione delle attività per contrastare il naturale declino produttivo dell'area.

Tunisia

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2016 la produzione in quota Eni è stata di 11 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), Qued 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.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di scoperta Laarich Est-1, già allacciato alle facility di produzione del centro di trattamento della concessione MLD.

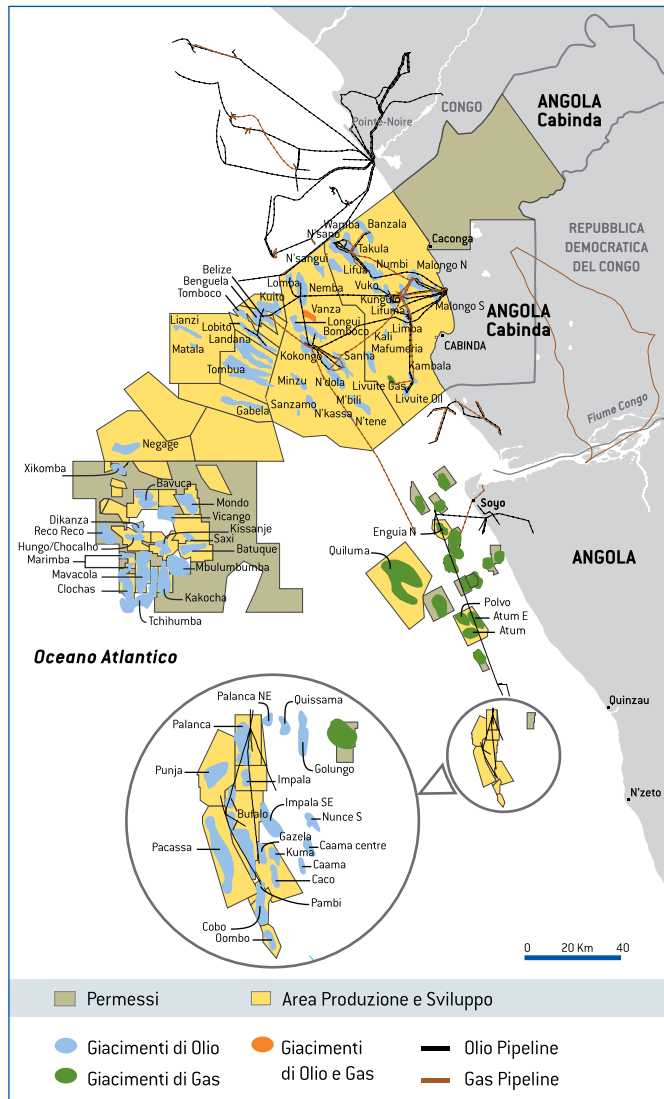
Africa Sub-Sahariana

Angola

Eni è presente in Angola dal 1980; nel 2016 la produzione in quota Eni è stata di 124 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.052 chilometri quadrati (4.367 in quota Eni). Il principale asset nel Paese è il Blocco 15/06 (Eni 36,84%, operatore) con il progetto West Hub avviato nel 2014 ed il progetto East Hub avviato nel febbraio 2017.

Altri blocchi produttivi partecipati da Eni sono: (i) il Blocco 0 (Eni 9,8%) in Cabinda nel nord della costa angolana; (ii) le Development Area dell'ex Blocco 3 (Eni 12%) nell'offshore del bacino del Congo; (iii) le Development Area del Blocco 14 (Eni 20%) nell'offshore profondo a ovest del Blocco 0; (iv) la Development Area Lianzi nel Blocco 14K/A IMI (Eni 10%) dove è stata completata l'unitizzazione con l'area del Congo-Brazzaville; e (v) le Development Area dell'ex Blocco 15 (Eni 20%) nell'offshore profondo del bacino del Congo.

Eni partecipa in concessioni non in produzione, in particolare nel Blocco 35/11 (Eni 30%, operatore), nel Blocco 3/05-A (Eni 12%),



nell'onshore di Cabinda North (Eni 15%) e nelle Open Areas del Blocco 2 del Progetto Gas con il 20%.

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

Blocco 15/06

Le attività dell'area riguardano la messa in produzione di circa 450 milioni di barili di riserve di petrolio attraverso i due progetti West Hub, sanzionato nel dicembre 2010, ed East Hub, sanzionato nel settembre del 2013.

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 corso del 2016 è stata avviata la produzione dei campi M'Pungi e M'Pungi Nord, il cui ramp-up ha portato la produzione complessiva dell'hub a circa 81 mila barili/giorno (circa 28 mila barili in quota Eni). Il progetto include lo sviluppo di ulteriori 5 giacimenti con completamento previsto nel 2019. Lo sviluppo, nel rispetto della policy zero flaring, include pozzi di iniezione acqua e gas.

Nel febbraio 2017, è stato avviato il 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 Armada Olombendo. Con l'avvio del progetto, nel blocco sono state messe in produzione 5 scoperte, ed ulteriori 2 verranno avviate entro il 2018.

Blocco 0

Produzione Il blocco è suddiviso nelle due Aree A e B. Nel 2016 la produzione di petrolio del blocco è stata di circa 272 mila barili/giorno (circa 27 mila in quota Eni) fornita principalmente dai giacimenti Takula, Malongo e Mafumeira nell'Area A (circa 16 mila barili/giorno in quota Eni) e dai giacimenti di Bomboco, Kokongo, Lomba, N'Dola, Nemba e Sanha nell'Area B (circa 11 mila barili in quota Eni).

È stato avviato in early production il progetto Mafumeira Sul. Le attività di sviluppo proseguono, con completamento atteso nel corso del 2017. Il picco produttivo è stimato in 100 mila boe/giorno.

Nel corso dell'anno è stato firmato con la compagnia di stato angolana Sonagas il Malemo Gas Supply Agreement per la fornitura del gas associato alla produzione del Blocco 0 alla centrale elettrica nell'area di Malongo. È stato completato il progetto Congo River Crossing per l'esportazione del gas prodotto dai Blocchi 0 e 14 all'impianto di liquefazione Angola LNG (v. di seguito).

Per contrastare il naturale declino dell'area, sono in corso attività di infilling.

Blocco 3

Produzione Il Blocco 3 è suddiviso in tre aree produttive offshore. Il petrolio è inviato ad una nave di stoccaggio, tramite il terminale di Palanca, prima di essere esportato. Nel 2016 la produzione complessiva dell'area è stata di circa 51 mila boe/giorno (circa 5 mila in quota Eni).

Blocco 14

Produzione Nel 2016 le Development Area del Blocco 14 hanno prodotto circa 104 mila boe/giorno (circa 15 mila in quota Eni). Si tratta di una delle aree più prolifiche dell'offshore dell'Africa Occidentale, annoverando a oggi 9 scoperte commerciali.

I principali giacimenti in produzione sono Kuito, Landana e Tombua nonché Benguela-Belize/Lobito-Tomboco. Il gas associato prodotto nell'area viene trasportato attraverso il Congo River Crossing (v. Blocco 0) all'impianto di liquefazione A-LNG (v. di seguito).

Blocco 15

Produzione Nel 2016 il blocco ha prodotto circa 329 mila boe/giorno (circa 41 mila in quota Eni). I principali giacimenti in produzione localizzati nell'area di scoperta denominata Kizomba sono: (i) Hungo/Chocalho, avviati nell'agosto 2004 nell'ambito della fase A di sviluppo delle riserve di Kizomba; (ii) Kissanje/Dikanza, avviati nel luglio 2005 nell'ambito della fase B di Kizomba; (iii) il progetto Kizomba satelliti-fase 1, avviato nel 2012, e fase 2, avviato nel 2015. Nel 2016 i giacimenti dell'area Kizomba hanno prodotto complessivamente circa 224 mila boe/giorno (circa 29 mila in quota Eni). Altri importanti giacimenti del Blocco 15 sono Mondo e Saxi/Batuque, che nel 2016 hanno prodotto complessivamente circa 105 mila boe/giorno (circa 12 mila in quota Eni). Lo sfruttamento dei giacimenti avviene attraverso l'impiego di unità FPSO.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il progetto Kizomba Satellite Fase 2 che farà leva sulle facility produttive e di trattamento presenti nell'area.

Angola GNL

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG che gestisce un impianto di liquefazione, presso Soyo, in grado di proces-

sare 28,3 milioni di metri cubi/giorno producendo 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL oltre a 50 mila barili/giorno di condensati e GPL. Il progetto tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. L'avvio è stato conseguito nell'aprile 2016 con una produzione media annua di circa 6 mila boe/giorno in quota Eni.

Congo

Eni è presente in Congo dal 1968. La produzione in quota Eni nel 2016 è stata di 98 mila boe/giorno. L'attività è condotta nell'offshore convenzionale e profondo di fronte a Pointe-Noire e nell'onshore per una superficie sviluppata e non sviluppata di 2.451 chilometri quadrati (1.168 in quota Eni).

Nel Dicembre 2016 è stato firmato un accordo quadro con la Repubblica del Congo finalizzato ad uno sviluppo integrato e valorizzazione del gas prodotto nel Paese, lungo tre principali linee strategiche di accesso all'energia, industrializzazione del Paese e sviluppo delle riserve scoperte a zero flaring.

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 56%), 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%), Néné Marine (Eni 65%), Litchendjili (Eni 65%), Zingali e Loufika (Eni 100%), con una produzione nel 2016 di circa 89 mila boe/giorno (circa 74 mila in quota Eni). I giacimenti non operati situati nei permessi produttivi PEX, Pointe Noire Grand Fond e Likouala (Eni 35%) hanno fornito complessivamente circa 68 mila boe/giorno (circa 24 mila in quota Eni).

Nel dicembre 2016 è stata avviata la seconda fase dello sviluppo del giacimento Néné Marine, sanzionata nel 2015, nel blocco Marine XII. Sono proseguite le attività di sviluppo del giacimento Litchendjili nel blocco Marine XII, con il conseguimento del picco produttivo di circa 16 mila boe/giorno (circa 11 mila in quota Eni). La produzione gas del giacimento alimenta la centrale elettrica CEC (Eni 20%).

Nel 2016 sono state completate le attività del Progetto Integrato Hinda (PIH) che ha riguardato 22 villaggi nell'area di M'Boundi, coinvolgendo circa 25.000 persone. Nel periodo 2010-2016 le attività del PIH hanno visto programmi di assistenza nei campi dell'educazione primaria, dell'accesso all'acqua, della salute materno infantile e la realizzazione di un centro di formazione professionale per lo sviluppo dell'attività agricola.

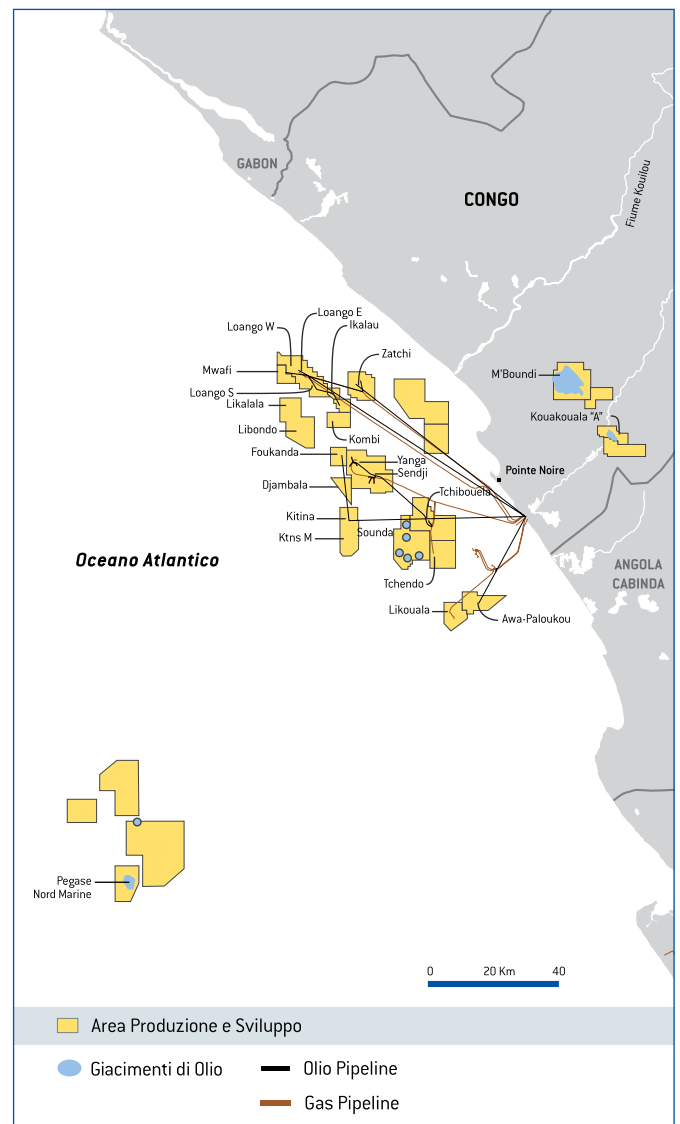
Ulteriori progetti in corso includono la realizzazione di infrastrutture a supporto della valorizzazione della cultura locale, con interventi di ristrutturazione e riabilitazione nelle aree di Brazzaville, Pointe Noire e Makoua.

Ghana

Eni è presente in Ghana dal 2009 ed è attualmente l'operatore con una quota del 44,44% del permesso esplorativo Offshore Cape Three Points (OCTP) regolato da un accordo di concessione.

Nel marzo 2016 Eni si è aggiudicata l'operatorship della licenza esplorativa offshore Cape Three Points Block 4 (Eni 42,47%). Il blocco della superficie di circa 1.000 chilometri quadrati e una profondità d'acqua compresa tra 100 e 1.200 metri è localizzato in prossimità del blocco OCTP, e in caso di successo esplorativo beneficerà delle infrastrutture del progetto OCTP in esecuzione.

Sviluppo Le attività di sviluppo sono concentrate nello sviluppo delle riserve di olio e gas del progetto OCTP, con lo start-up della produzione di petrolio previsto nel 2017 e first gas nel 2018. Nel 2016 le at-



tività hanno riguardato il completamento delle attività di drilling dei 18 pozzi di sviluppo e la ristrutturazione di un'unità FPSO. Sono stati assegnati i contratti di installazione delle sealine e di costruzione dell'impianto gas onshore.

Il progetto OCTP sarà sviluppato in conformità ai requisiti più stringenti in materia ambientale compresi i Performance Standards on Environmental and Social Sustainability dell'International Finance Corporation (IFC) parte della World Bank Group. L'utilizzo delle più avanzate tecnologie, la re-iniezione di acqua e nessun flaring di gas in normale produzione consentiranno di minimizzare gli impatti ambientali. Inoltre, il gas non associato che sarà messo in produzione sarà utilizzato negli impianti esistenti per la generazione di elettricità e in futuro alimenterà nuove centrali elettriche.

È stato avviato il Livelihood Restoration Plan che coprirà il periodo 2016-2020 a sostegno della popolazione nelle aree adiacenti alle attività del progetto OCTP. L'obiettivo è di migliorare in modo sostenibile le condizioni della popolazione coinvolta attraverso progetti adeguati al contesto socio-economico. Sono previste iniziative nei campi dell'agricoltura, dell'allevamento, della pesca e della micro-imprenditoria.

Nel 2016 si è concluso il progetto di sostenibilità nella zona di Sanzule con la costruzione e la riabilitazione delle strutture sanitarie nonché la formazione del personale sanitario locale.

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. Eni possiede indirettamente una quota del 50% nel blocco attraverso una partecipazione del 71,4% in Eni East Africa, operatore della concessione con il 70%. Gli altri partner sono Galp, Kogas e ENH con una partecipazione del 10% e CNPC con una partecipazione indiretta del 20%, attraverso Eni East Africa. 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 risorse 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 34%) nelle acque profonde dello Zambesi.

Nel marzo 2017 ExxonMobil ed Eni hanno firmato un accordo di compravendita per l'acquisto della partecipazione del 25% nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico. Le condizioni concordate prevedono un prezzo di circa \$2,8 miliardi. L'acquisizione è soggetta a una serie di condizioni sospensive, tra cui l'approvazione da parte delle autorità del Mozambico e di altri enti regolatori. A seguito del completamento della transazione, Eni East Africa sarà controllata pariteticamente da Eni ed ExxonMobil, ciascuna con il 35,7%, mentre CNPC deterrà il 28,6%. Eni continuerà a gestire il progetto Coral Floating LNG e tutte le operazioni upstream nell'Area 4, mentre ExxonMobil guiderà la costruzione e la gestione degli impianti di liquefazione di gas naturale a terra. Questo modello operativo consentirà 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.

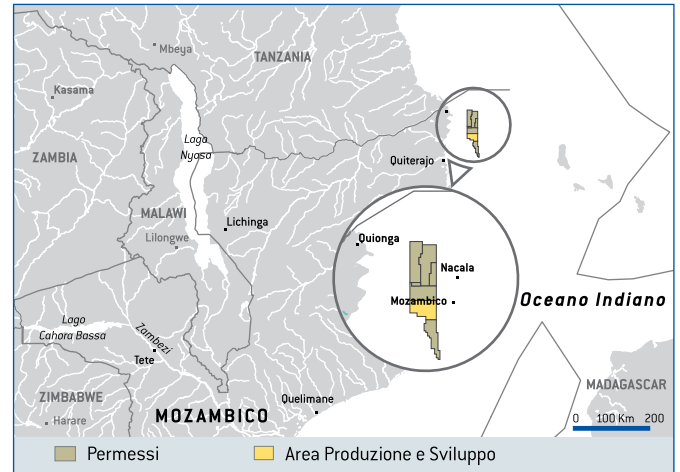
Sviluppo Le fasi iniziali del programma di sviluppo hanno come target la scoperta di Coral e una parte delle risorse straddling di Mamba.

Il progetto Coral South Development, che è stato approvato dal Governo del Mozambico nel Febbraio 2016, prevede la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione e lo stoccaggio del gas con una capacità di oltre 3,3 milioni di tonnellate all'anno, equivalenti a circa 5 miliardi di metri cubi, alimentato da 6 pozzi. Eni prevede di produrre fino a 140 miliardi di metri cubi di gas, con start-up atteso nella metà del 2022. Nell'ottobre 2016 è stato firmato tra Eni, i partner dell'Area 4 e BP l'accordo vincolante per la fornitura per oltre 20 anni di tutto il GNL che sarà prodotto dal progetto Coral South. Nel novembre 2016 il progetto ha ottenuto l'approvazione dell'investimento da parte del CdA di Eni, ulteriore passo verso la FID che diverrà esecutiva con l'approvazione degli altri partner e la sottoscrizione del project financing in fase di finalizzazione.

Il programma di sviluppo del progetto Mamba prevede un piano indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1 (Anadarko). Le attività prevedono la realizzazione di due treni GNL onshore con una capacità complessiva di 10 milioni di tonnellate all'anno e la perforazione di 16 pozzi, con start-up nel 2023, per la produzione di 385 miliardi di metri cubi di gas. La FID è prevista nel 2018.

Sulla base del modello di cooperazione Eni è stato definito, anche attraverso il coinvolgimento degli stakeholder locali, un programma a medio-lungo termine a sostegno delle comunità del Paese parte integrante delle attività di sviluppo. Le linee guida prevedono diversi ambiti d'intervento con l'obiettivo di sviluppare le condizioni socio-economiche delle popolazioni nel rispetto della biodiversità.

Nel corso del 2016 sono stati completati in particolare: (i) interventi nell'ambito dell'educazione primaria a Pemba con iniziative di formazione, programmi extrascolastici, fornitura di attrezzature e materiale didattico; (ii) riabilitazione della strada di collegamento per il mer-



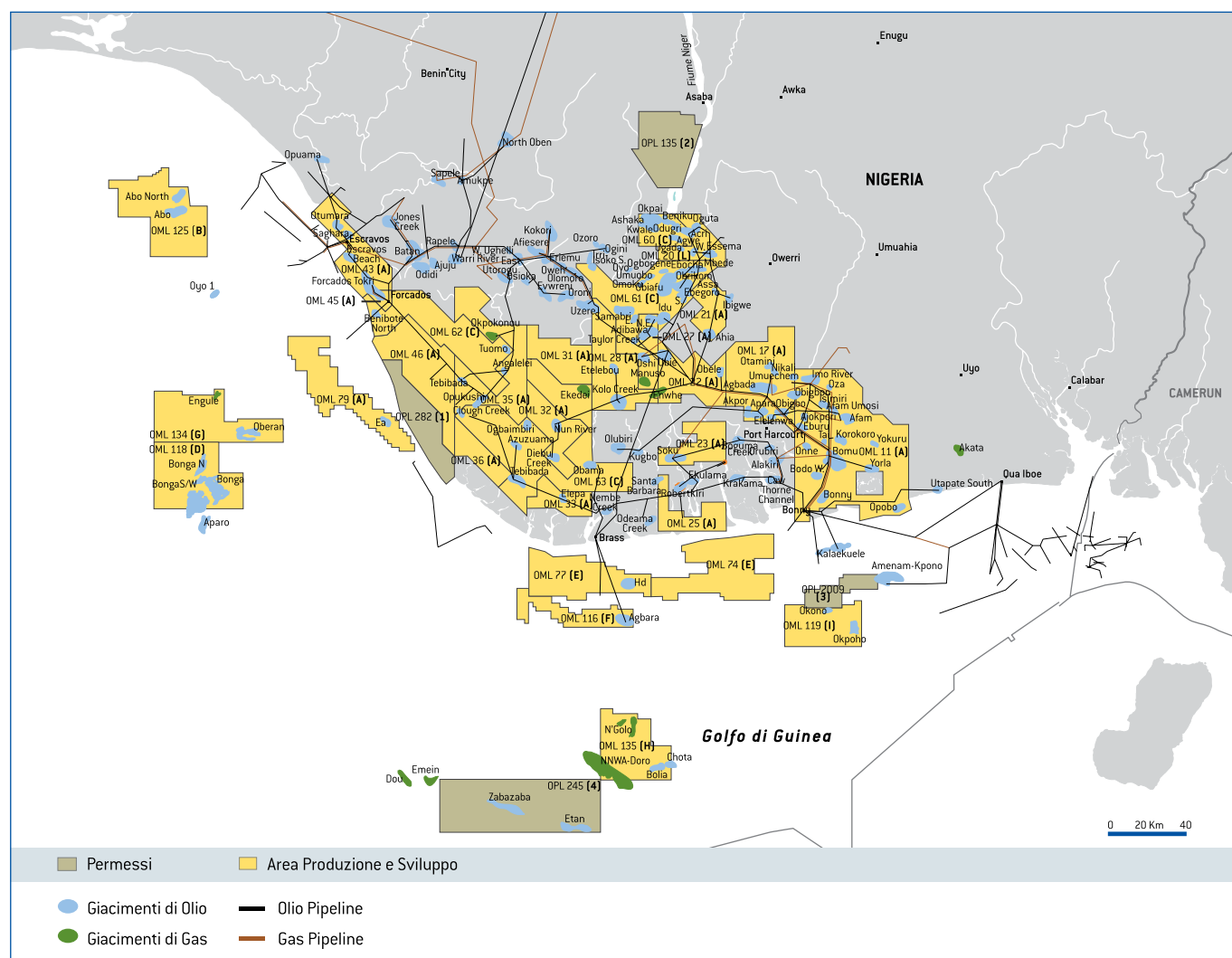
cato del pesce a Palma; e (iii) interventi di formazione specialistica per medici, infermieri e tecnici ospedalieri.

Nigeria

Eni è presente in Nigeria dal 1962; nel 2016 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 117 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 85%), OPL 245 (Eni 50%) e partecipa nell'OML 118 (Eni 12,5%), nonché nei service contract OMLs 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 delle 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%).

Nell'ambito del procedimento in corso in Nigeria, il 27 gennaio 2017 l'Autorità inquirente – l'Economic and Financial Crime Commission (EFCC) – ha ottenuto dalla Alta Corte Federale di Abuja, sia per la quota Eni, sia per la quota Shell, un ordine di sequestro temporaneo del titolo minerario relativo all'OPL 245. Il provvedimento di sequestro è stato tempestivamente impugnato sia da Eni che da Shell. Il 17 marzo 2017, la Corte nigeriana ha revocato il provvedimento di sequestro. Sulla base di tali sviluppi non sussistono allo stato le condizioni per una rettifica di valore dell'asset. Non appena avuto notizie nel luglio 2014 dell'avvio di indagini in Italia sull'acquisizione dell'OPL 245, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza Eni hanno affidato ad un primario studio legale statunitense una verifica indipendente in relazione all'acquisizione del titolo minerario in oggetto. Tale verifica, che ha considerato anche le evidenze documentali rese disponibili delle diverse Autorità giudiziarie, ha in sintesi concluso che non sono emerse evidenze di condotte illecite da parte di Eni in relazione alla predetta transazione. Maggiori informazioni sono fornite nella Relazione Finanziaria Annuale 2016, nelle note al bilancio consolidato n.16 "Immobili, Impianti e Macchinari" e n.38 "Garanzie, impegni e rischi". Nel gennaio 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 nelle aree onshore, offshore e offshore ultra-profondo; (ii) i



termini della cooperazione per la ristrutturazione e l'ampliamento della raffineria di Port Harcourt; (iii) lo sviluppo accelerato della centrale a ciclo combinato di Okpai con il raddoppio della capacità di generazione elettrica; (iv) la valutazione di ulteriori progetti per assicurare l'accesso all'energia anche nelle aree più remote del Paese.

Nel 2016 sono proseguiti i programmi a sostegno della popolazione locale del Delta del Niger con iniziative nel settore delle infrastrutture pubbliche, servizi di educazione primaria, programmi sanitari e di accesso all'energia, nonché attività di training per lo sviluppo socio-economico in particolare nel settore agricolo.

Nel novembre 2016 si è svolta la ventesima edizione del Green River Project Farmer Day. Il Green River Project, iniziato nel 1987, sostiene la nascita e la gestione efficiente di aziende agricole e centri di lavorazione di prodotti agricoli. Il progetto presente in 120 comunità ha visto il coinvolgimento di 35.000 agricoltori e oltre 500.000 persone hanno beneficiato delle iniziative del progetto.

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 delle compagnie di Stato.

Blocchi OMLs 60, 61, 62 e 63

Produzione Le quattro licenze onshore hanno fornito nel 2016 oltre il 41% della produzione Eni nel Paese, pari a circa 48 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 delle petroliere a Brass con la capacità di stoccaggio di circa 3,5 milioni di barili di petrolio. Una parte significativa delle riserve 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 Kwale-Okpai della capacità di generazione di 480 megawatt. Nel 2016 le forniture alla centrale sono state di circa 1,5 milioni di metri cubi/giorno, pari a circa 10 mila boe/giorno (circa 2 mila boe/giorno in quota Eni).

Blocco OML 118

Produzione Nel 2016 il giacimento Bonga ha prodotto circa 20 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 boe. Il gas associato è convogliato su una piattaforma di raccolta situata sul campo EA e da qui inviato all'impianto di liquefazione di Bonny.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato nel giacimento di Bonga, la perforazione e lo start-up produttivo di tre nuovi pozzi, due produttori e uno di iniezione di acqua.

Blocco OML 125

Produzione La produzione è fornita dal giacimento Abo che nel 2016 ha prodotto circa 20 mila boe/giorno in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 40 mila boe/giorno e di stoccaggio di 800 mila boe.

SPDC Joint Venture (NASE)

Nel 2016, la produzione fornita dalla SPDC JV ha rappresentato circa il 22% della produzione Eni nel Paese, pari a circa 25 mila boe/giorno. Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) nel blocco OML 28 (Eni 5%), le attività di drilling nell'ambito del progetto integrato nell'area di Gbaran-Ubie per la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny con start-up nel secondo semestre 2016; e (ii) nel blocco OML 43 (Eni 5%), il programma di sviluppo del giacimento Forcados-Yokri che prevede l'hook-up dei rimanenti 12 pozzi produttori dei 23 già perforati, l'upgrading delle flowstations esistenti e la realizzazione di facility di trasporto. Lo start-up è previsto nel corso del primo semestre del 2017.

Nigeria GNL

Eni partecipa con il 10,4% nella joint-venture 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 della SPDC JV e della NAOC JV dai blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%) con un impegno contrattuale di fornitura media del prossimo quadriennio pari a circa 80 milioni di metri cubi/giorno (circa 7,5 milioni in quota Eni equivalenti a circa 49 mila boe/giorno). 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 Co.

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 e con una quota del 50% per la ricerca e la produzione di idrocarburi del blocco di Isatay, situato nelle acque kazake del Mar Caspio.

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** Il 28 settembre 2016 è stata riavviata la produzione del giacimento Kashagan, dopo il completamento delle operazioni di sostituzione delle pipeline danneggiate che avevano costretto il consorzio a interrompere le operazioni alla fine del 2013. La produzione ha raggiunto il livello di 185 mila boe/giorno alla fine del 2016. La fase di ramp-up porterà la capacità produttiva fino al livello di 370 mila barili/giorno entro il 2017, in concomitanza all'avvio delle attività di iniezione di gas.

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 civili.

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 231 mila barili/giorno di liquidi (61 mila in quota Eni) e 26 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (circa 7 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 È allo studio l'Expansion Project attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti per il trattamento gas e per la re-iniezione al fine di mantenere il profilo produttivo di liquidi. Sono in corso le valutazioni tecniche e commerciali per la definizione della prima fase di sviluppo volta a incrementare la capacità di re-iniezione gas. Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; e (ii) realizzazione di asili, manutenzione di ospedali e strade, costruzione di impianti di riscaldamento e 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, proseguono le attività di rilocalizzazione degli abitanti dei villaggi di Berezovka e Bestau, avviato nel 2015. Nel 2016 si è conclusa la prima fase di progetto che ha visto la rilocalizzazione di parte della popolazione, la realizzazione di scuole e strade ed interventi per garantire la fornitura di gas e acqua. Sono state avviate le attività di costruzione per trasferire la rimanente popolazione, il cui completamento è previsto nel corso del 2017. 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 2016 la produzione in quota Eni è stata di 16 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 34.489 chilometri quadrati (25.181 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%), dove sono in produzione sette giacimenti prevalentemente a gas che alimentano l'impianto di liquefazione di Bontang, uno dei più grandi al mondo. Il gas liquefatto viene esportato in Giappone, Corea del Sud e Taiwan.

Nel 2016 è stato conseguito l'avvio produttivo del progetto di Bangka (Eni 20%) nel Kalimantan orientale.

Sviluppo Le attività di sviluppo in corso per assicurare le forniture all'impianto di Bontang riguardano il progetto Jangkrik (Eni 55%, operatore) nell'offshore del Kalimantan. Il progetto sta avviandosi verso la conclusione della fase esecutiva con tutti i pozzi di sviluppo sottomarini in offshore profondo perforati e con l'unità di produzione galleggiante (Floating Production Unit) ormai prossima al completamento. Sono anche in fase di completamento i sistemi di trasporto e le strutture di ricezione dell'onshore. Lo start-up è previsto nel 2017. Sono in corso diverse iniziative sui temi di protezione ambientale, 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 nella parte occidentale del Blocco East Sepinggan (Eni 85%, operatore). La vicinanza della scoperta al campo di Jangkrik permetterà di sfruttare le sinergie e di ridurre i costi e le tempistiche di esecuzione del futuro piano di sviluppo sottomarino e rappresenta un ulteriore successo della strategia Eni di esplorazione e appraisal near-field.

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 2016 ha prodotto 67 mila barili/giorno in quota Eni.

A inizio marzo 2016 sono stati avviati tre nuovi impianti di ultima generazione per il trattamento di olio, gas e acqua (Initial Production Facilities - IPF) che assieme ai cinque già esistenti, ristrutturati e ammo-

dernati, hanno aumentato la capacità di trattamento dell'olio e del gas di Zubair a circa 650 mila barili/giorno e consentiranno anche di massimizzare l'utilizzo del gas associato. Oltre alle operazioni di trattamento, questi impianti hanno una capacità di iniezione di acqua in giacimento di 300 mila barili/giorno, che sarà determinante per aumentare la produzione di idrocarburi di Zubair e di raggiungere il plateau produttivo. Con l'avvio dei nuovi impianti la fase iniziale di sviluppo (Rehabilitation Plan) è stata completata.

Sviluppo Proseguono le attività relative ad un'ulteriore fase di sviluppo del giacimento (Enhanced Redevelopment Plan) che consentiranno di raggiungere il plateau di 700 mila barili/giorno e di massimizzare l'utilizzo del gas associato per la produzione di energia elettrica. Continuano le iniziative a supporto delle comunità locali. Le attività hanno riguardato interventi infrastrutturali volti al rafforzamento dei servizi di base, progetti a supporto delle attività didattiche, ristrutturazione di edifici scolastici, programmi di accesso all'acqua e nell'ambito dei servizi igienico-sanitari nonché la costruzione di strade. Inoltre nel corso del 2016 è stata inaugurata una scuola primaria nella zona di Al Barjazia.

Pakistan

Eni è presente in Pakistan dal 2000; nel 2016 la produzione in quota Eni è stata di 32 mila boe/giorno, prevalentemente gas, su di una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.663 chilometri quadrati (8.746 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), Latif (Eni 33,33%) e Zamzama (Eni 17,75%) che nel 2016 hanno prodotto circa il 79% 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 2016, la produzione in quota Eni è stata di 10 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 prodotto è utilizzato per consumi interni e per gas lift. L'ammontare residuo è trasportato da Turkmenneft, tramite il grid locale.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) interventi finalizzati a contrastare il declino produttivo dell'area; (ii) attività mirate al miglioramento delle condizioni di sicurezza, efficienza e tutela ambientale.

America

Ecuador

Eni è presente in Ecuador dal 1988, nel 2016 la produzione in quota Eni è stata di 10 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 Nel Dicembre 2016, le attività di sviluppo del progetto Villano Fase VI sono state avviate con la perforazione del primo di due pozzi di infilling.

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 2.317 chilometri quadrati (1.186 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2016 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 93 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 84 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 44 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 non operati di Europa (Eni 32%), Hadrian South (Eni 30%), Medusa (Eni 25%), Lucius (Eni 8,5%), K2 (Eni 13,4%), Frontrunner (Eni 37,5%) e Heidelberg (Eni 12,5%).

Nel corso dell'anno è stato conseguito: (i) l'avvio produttivo del progetto Heidelberg nell'offshore profondo del Golfo del Messico, con una produzione attuale di circa 3 mila boe/giorno in quota Eni. Nel corso del 2017 è previsto il completamento delle attività di sviluppo pianificate; (ii) il completamento e conseguente start-up della Fase 2 del programma di sviluppo del campo di Lucius, che ha portato il livello produttivo a 100 mila boe/giorno (8 mila in quota Eni); e (iii) lo start-up produttivo del pozzo Devil's Tower South-West nell'ambito dello sviluppo del giacimento operato Devil's Tower, con una produzione di circa 2 mila boe/giorno.

Texas

Produzione La produzione è fornita essenzialmente dall'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, asset acquisito a seguito dell'accordo con Quicksilver, 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 43 blocchi di esplorazione e sviluppo con quote comprese tra il 30% e il 100%, dei quali 27 operati.

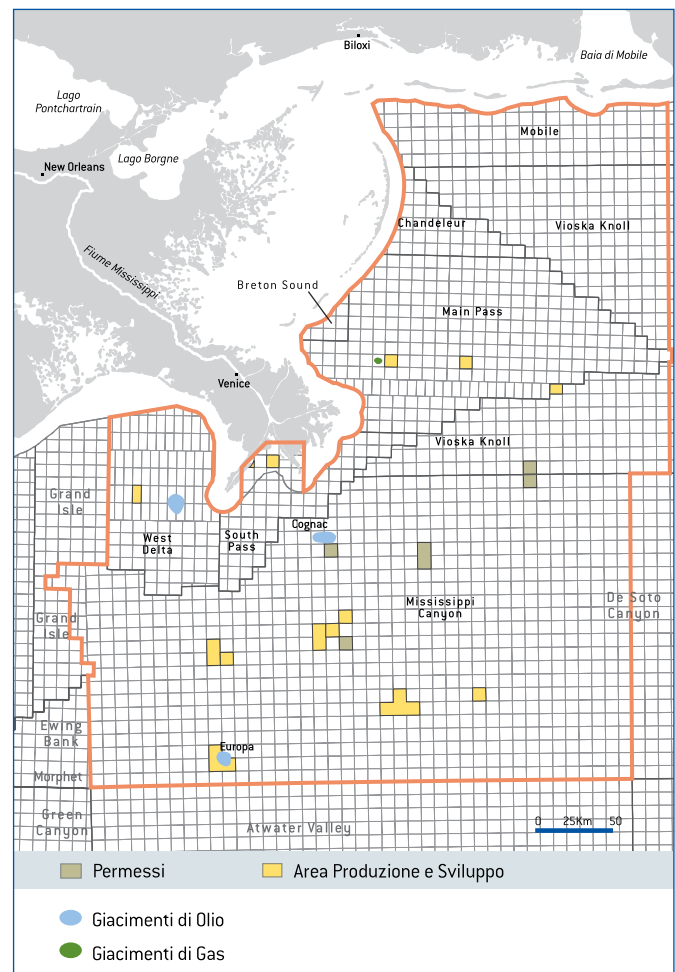
Produzione I principali giacimenti sono Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Oooguruk (Eni 30%) con una produzione complessiva pari a circa 24 mila barili/giorno in quota Eni nel 2016.

Trinidad e Tobago

Eni è presente in Trinidad e Tobago dal 1970; nel 2016 la produzione in quota Eni è stata di 2 milioni di metri cubi/giorno (pari a 13 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 2016 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).

Le attività di esplorazione e produzione dei giacimenti Junin 5 e Corocoro di Eni in Venezuela sono regolate dal regime di "Impresa Mista". Nel regime di Impresa Mista una società di diritto venezuelano è titolare dei relativi diritti minerari, svolge direttamente le operazioni petrolifere ed è partecipata da CVP (Corporación Venezolana de Petróleo) o altra affiliata di PDVSA con una quota minima pari al 60%. Il giacimento a gas di Perla è operato dalla joint venture Cardon IV, 50%-50% tra Eni e Repsol.

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti a gas di Perla, localizzato nel Golfo di Venezuela, dal giant Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, e da Corocoro (Eni 26%), nel Golfo di Paria.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il proseguimento delle attività di drilling sul giacimento Junin 5. Sono in corso di valutazione possibili ottimizzazioni del programma di sviluppo; e (ii) il completamento della prima fase di sviluppo del giacimento di Perla. Il programma di sviluppo prevede due ulteriori fasi di sviluppo per il raggiun-

gimento del plateau produttivo di circa 34 milioni di metri cubi/giorno. Nel 2016 sono stati realizzati impianti eolici per la fornitura di energia elettrica nell'area di Punta Macolla.

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 de 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 2016 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 24 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie sviluppata e non sviluppata di 16.868 chilometri quadrati (10.383 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 32,5%). Inoltre Eni detiene quote in ulteriori 6 licenze esplorative, di cui una in JPDA.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Australia sono regolate da contratti di concessione e, limitatamente alla zona di coo-

perazione 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 634 milioni di metri cubi/anno nel 2016 (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 140 mila boe/giorno (circa 13 mila boe in quota Eni) nel 2016. La produzione di liquidi è supportata da tre piattaforme di trattamento e da un'unità FS0. 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.

Riserve certe di idrocarburi per area geografica

(milioni di boe)

(al 31 dicembre)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	*Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014										
Riserve certe di idrocarburi	503	544	1.756		1.320	1.069	290	960	160	6.602
<i>Società consolidate</i>	503	544	1.740		1.239	1.069	285	232	160	5.772
<i>Società in joint venture e collegate</i>			16		81		5	728		830
Sviluppate	401	335	919		725	589	115	214	135	3.433
<i>Società consolidate</i>	401	335	904		702	589	112	188	135	3.366
<i>Società in joint venture e collegate</i>			15		23		3	26		67
Non sviluppate	102	209	837		595	480	175	746	25	3.169
<i>Società consolidate</i>	102	209	836		537	480	173	44	25	2.406
<i>Società in joint venture e collegate</i>			1		58		2	702		763
2015										
Riserve certe di idrocarburi	465	495	1.708		1.369	1.198	426	1.079	150	6.890
<i>Società consolidate</i>	465	495	1.694		1.282	1.198	422	269	150	5.975
<i>Società in joint venture e collegate</i>			14		87		4	810		915
Sviluppate	362	404	1.024		786	689	161	482	115	4.023
<i>Società consolidate</i>	362	404	1.010		764	689	159	217	115	3.720
<i>Società in joint venture e collegate</i>			14		22		2	265		303
Non sviluppate	103	91	684		583	509	265	597	35	2.867
<i>Società consolidate</i>	103	91	684		518	509	263	52	35	2.255
<i>Società in joint venture e collegate</i>					65		2	545		612
2016										
Riserve certe di idrocarburi	354	426	2.446	1.293	1.399	1.221	493	1.006	145	7.490
<i>Società consolidate</i>	354	426	2.432	1.293	1.317	1.221	491	227	145	6.613
<i>Società in joint venture e collegate</i>			14		82		2	779		877
Sviluppate	287	374	971	352	835	966	177	554	111	4.275
<i>Società consolidate</i>	287	374	957	352	809	966	175	205	111	3.884
<i>Società in joint venture e collegate</i>			14		26		2	349		391
Non sviluppate	67	52	1.475	941	564	255	316	452	34	3.215
<i>Società consolidate</i>	67	52	1.475	941	508	255	316	22	34	2.729
<i>Società in joint venture e collegate</i>					56			430		486

Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica

(milioni di barili)

(al 31 dicembre)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	*Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014										
Riserve certe di petrolio e condensati	243	331	790		756	697	132	264	13	3.226
<i>Società consolidate</i>	243	331	776		739	697	131	147	13	3.077
<i>Società in joint venture e collegate</i>			14		17		1	117		149
Sviluppate	184	174	534		477	306	64	142	12	1.893
<i>Società consolidate</i>	184	174	521		470	306	64	116	12	1.847
<i>Società in joint venture e collegate</i>			13		7			26		46
Non sviluppate	59	157	256		279	391	68	122	1	1.333
<i>Società consolidate</i>	59	157	255		269	391	67	31	1	1.230
<i>Società in joint venture e collegate</i>			1		10		1	91		103
2015										
Riserve certe di petrolio e condensati	228	305	834		803	771	262	347	9	3.559
<i>Società consolidate</i>	228	305	821		787	771	262	189	9	3.372
<i>Società in joint venture e collegate</i>			13		16			158		187
Sviluppate	171	237	555		517	355	126	178	9	2.148
<i>Società consolidate</i>	171	237	542		511	355	126	149	9	2.100
<i>Società in joint venture e collegate</i>			13		6			29		48
Non sviluppate	57	68	279		286	416	136	169		1.411
<i>Società consolidate</i>	57	68	279		276	416	136	40		1.272
<i>Società in joint venture e collegate</i>					10			129		139
2016										
Riserve certe di petrolio e condensati	176	264	748	281	824	767	307	303	9	3.398
<i>Società consolidate</i>	176	264	735	281	809	767	307	163	9	3.230
<i>Società in joint venture e collegate</i>			13		15			140		168
Sviluppate	132	228	505	205	515	556	124	165	8	2.233
<i>Società consolidate</i>	132	228	492	205	507	556	124	143	8	2.190
<i>Società in joint venture e collegate</i>			13		8			22		43
Non sviluppate	44	36	243	76	309	211	183	138	1	1.165
<i>Società consolidate</i>	44	36	243	76	302	211	183	20	1	1.040
<i>Società in joint venture e collegate</i>					7			118		125

Riserve certe di gas naturale per area geografica

(milioni di metri cubi)

(al 31 dicembre)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	*Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014										
Riserve certe di gas naturale	40.484	33.196	150.288		87.608	58.013	24.488	108.189	22.821	525.087
Società consolidate	40.484	33.196	149.869		77.651	58.013	23.978	13.246	22.821	419.258
Società in joint venture e collegate			419		9.957		510	94.943		105.829
Sviluppate	33.754	25.125	60.170		38.520	43.966	7.666	11.286	19.102	239.589
Società consolidate	33.754	25.125	59.755		35.980	43.966	7.393	11.141	19.102	236.216
Società in joint venture e collegate			415		2.540		273	145		3.373
Non sviluppate	6.730	8.071	90.118		49.088	14.047	16.822	96.903	3.719	285.498
Società consolidate	6.730	8.071	90.114		41.671	14.047	16.585	2.105	3.719	183.042
Società in joint venture e collegate			4		7.417		237	94.798		102.456
2015										
Riserve certe di gas naturale	36.905	29.594	136.244		87.823	66.649	25.223	113.818	21.793	518.049
Società consolidate	36.905	29.594	135.881		76.856	66.649	24.864	12.419	21.793	404.961
Società in joint venture e collegate			363		10.967		359	101.399		113.088
Sviluppate	29.757	26.034	73.031		41.743	51.832	5.485	47.240	16.562	291.684
Società consolidate	29.757	26.034	72.668		39.367	51.832	5.225	10.549	16.562	251.994
Società in 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
Società consolidate	7.148	3.560	63.213		37.489	14.817	19.639	1.870	5.231	152.967
Società in joint venture e collegate					8.591		99	64.708		73.398
2016										
Riserve certe di gas naturale	27.648	24.889	262.602	156.316	88.790	70.349	28.544	108.626	20.964	632.412
Società consolidate	27.648	24.889	262.188	156.316	78.369	70.349	28.395	9.993	20.964	522.795
Società in joint venture e collegate			414		10.421		149	98.633		109.617
Sviluppate	23.925	22.674	72.098	22.630	49.696	63.391	8.060	60.025	15.822	315.691
Società consolidate	23.925	22.674	71.684	22.630	46.769	63.391	7.911	9.580	15.822	261.756
Società in joint venture e collegate			414		2.927		149	50.445		53.935
Non sviluppate	3.723	2.215	190.504	133.686	39.094	6.958	20.484	48.601	5.142	316.721
Società consolidate	3.723	2.215	190.504	133.686	31.600	6.958	20.484	413	5.142	261.039
Società in joint venture e collegate					7.494			48.188		55.682

Produzione di idrocarburi per Paese ^(a)	(migliaia di boe/giorno)	2014	2015	2016
Italia		179	169	133
Resto d'Europa		190	185	201
Croazia		7	4	5
Norvegia		112	105	133
Regno Unito		71	76	63
Africa Settentrionale		567	662	647
Algeria		109	96	98
Egitto		206	189	185
Libia		239	365	353
Tunisia		13	12	11
Africa Sub-Sahariana		325	341	339
Angola		84	101	124
Congo		106	103	98
Nigeria		135	137	117
Kazakhstan		88	95	111
Resto dell'Asia		98	135	127
Cina		4	3	2
India		1	1	
Indonesia		16	17	16
Iran		1	22	
Iraq		21	40	67
Pakistan		45	41	32
Turkmenistan		10	11	10
America		125	147	177
Ecuador		12	11	10
Stati Uniti		92	98	93
Trinidad e Tobago		11	13	13
Venezuela		10	25	61
Australia e Oceania		26	26	24
Australia		26	26	24
Totale estero		1.419	1.591	1.626
		1.598	1.760	1.759
di cui società in joint venture e collegate		22	34	75
Angola		2		6
Indonesia		5	5	4
Tunisia		5	4	4
Venezuela		10	25	61

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (13,5, 11,2, e 12,5 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2016, 2015 e 2014).

Produzione venduta di idrocarburi		2014	2015	2016
Produzione di idrocarburi	(milioni di boe)	583,1	642,4	643,8
Variazione rimanenze/altre		[4,2]	[1,9]	[3,1]
Autoconsumi di gas		[29,4]	[26,4]	[32,1]
Produzione venduta di idrocarburi^(b)		549,5	614,1	608,6
petrolio	(milioni di barili)	299,78	330,12	320,13
- di cui ai settori mid-downstream		184,74	201,92	216,24
gas naturale	(miliardi di metri cubi)	38,83	44,17	44,58
- di cui a settore G&P		10,51	11,17	9,82

(b) Include 24 milioni di boe di produzione venduta dalle società in joint venture e collegate nel 2016 (11,4 e 6,1 milioni di boe nel 2015 e 2014, rispettivamente).

Produzione di petrolio e condensati per Paese	(migliaia di barili/giorno)	2014	2015	2016
Italia		73	69	47
Resto d'Europa		93	85	109
Norvegia		62	57	86
Regno Unito		31	28	23
Africa Settentrionale		252	272	244
Algeria		83	79	77
Egitto		88	96	76
Libia		73	89	84
Tunisia		8	8	7
Africa Sub-Sahariana		231	256	248
Angola		75	96	109
Congo		80	78	71
Nigeria		76	82	68
Kazakhstan		52	56	65
Resto dell'Asia		37	78	79
Cina		4	3	2
Indonesia		2	3	4
Iran		1	22	
Iraq		21	40	64
Turkmenistan		9	10	9
America		84	87	83
Ecuador		12	11	10
Stati Uniti		62	64	59
Venezuela		10	12	14
Australia e Oceania		6	5	3
Australia		6	5	3
Totale estero		755	839	831
		828	908	878
di cui società in joint venture e collegate		15	17	19
Angola				1
Indonesia		1	1	1
Tunisia		4	4	3
Venezuela		10	12	14

Produzione di idrocarburi disponibile per la vendita ^[a]	(migliaia di boe/giorno)	2014	2015	2016
Italia		171	161	127
Resto d'Europa		184	179	195
Africa Settentrionale		532	635	611
Africa Sub-Sahariana		307	324	316
Kazakhstan		85	92	107
Resto dell'Asia		91	128	118
America		122	144	174
Australia e Oceania		25	25	23
		1.517	1.688	1.671
di cui società in joint venture e collegate		20	33	71
Africa Settentrionale		4	4	3
Africa Sub-Sahariana		2		4
Resto dell'Asia		4	5	4
America		10	24	60

[a] Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

Produzione di gas naturale per Paese^(a)	(milioni di metri cubi/giorno)	2014	2015	2016
Italia		16,5	15,5	13,3
Resto d'Europa		15,2	15,6	14,1
Croazia		1,1	0,6	0,7
Norvegia		7,8	7,5	7,3
Regno Unito		6,3	7,5	6,1
Africa Settentrionale		48,8	60,7	62,2
Algeria		4,0	2,7	3,3
Egitto		18,4	14,4	16,9
Libia		25,8	43,0	41,5
Tunisia		0,6	0,6	0,5
Africa Sub-Sahariana		14,7	13,3	14,0
Angola		1,4	0,9	2,2
Congo		4,1	3,9	4,2
Nigeria		9,2	8,5	7,6
Kazakhstan		5,7	6,2	7,2
Resto dell'Asia		9,4	8,9	7,6
India		0,1	0,1	
Indonesia		2,1	2,2	2,0
Iraq				0,5
Pakistan		7,0	6,4	4,9
Turkmenistan		0,2	0,2	0,2
America		6,2	9,2	14,5
Stati Uniti		4,5	5,3	5,3
Trinidad e Tobago		1,7	2,0	2,0
Venezuela			1,9	7,2
Australia e Oceania		3,1	3,2	3,2
Australia		3,1	3,2	3,2
Totale estero		103,1	117,1	122,8
		119,6	132,6	136,1
di cui società in joint venture e collegate		1,1	2,8	8,7
Angola		0,3		0,8
Indonesia		0,7	0,7	0,6
Tunisia		0,1	0,2	0,1
Venezuela			1,9	7,2

(a) Comprende la produzione di gas naturale utilizzato come autoconsumo (13,5, 11,2 e 12,5 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2016, 2015 e 2014).

Produzione di gas naturale disponibile per la vendita^(b)	(milioni di metri cubi/giorno)	2014	2015	2016
Italia		15	14	12
Resto d'Europa		14	14	13
Africa Settentrionale		44	56	57
Africa Sub-Sahariana		12	11	11
Kazakhstan		5	6	7
Resto dell'Asia		8	8	6
America		6	9	14
Australia e Oceania		3	3	3
		107	121	123
di cui società in joint venture e collegate		1	3	8
Africa Sub-Sahariana				1
Resto dell'Asia		1	1	
America			2	7

(b) Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

Prezzi medi di realizzo	2014		2015		2016	
	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Petrolio e condensati (\$/barile)						
Italia	87,80		43,46		33,19	
Resto d'Europa	88,80		45,88		39,97	
Africa Settentrionale	88,99	17,94	46,66	18,03	39,43	17,93
di cui: Egitto					33,05	
Africa Sub-Sahariana	93,45		49,91		41,92	
Kazakhstan	91,86		48,26		39,61	
Resto dell'Asia	77,99	65,90	40,10	27,89	36,89	34,95
America	79,13	81,48	43,36	38,18	34,86	32,39
Australia e Oceania	91,61		45,84		37,96	
	88,90	70,56	46,46	35,15	39,33	30,85
Gas naturale (\$/migliaia di metri cubi)						
Italia	308,47		244,54		174,28	
Resto d'Europa	299,86		222,60		158,84	
Africa Settentrionale	285,40	214,74	165,54	133,63	116,11	65,21
di cui: Egitto					134,90	
Africa Sub-Sahariana	74,92		52,72		49,83	
Kazakhstan	21,98		16,60		11,96	
Resto dell'Asia	218,15	552,34	170,43	327,51	123,73	209,02
America	139,73		77,73	149,83	68,71	147,40
Australia e Oceania	263,30		178,87		127,12	
	241,31	499,05	160,17	187,09	113,20	150,03
Idrocarburi (\$/boe)						
Italia	64,80		40,36		29,27	
Resto d'Europa	67,87		40,21		33,27	
Africa Settentrionale	65,36	21,43	34,61	18,60	26,46	16,27
di cui: Egitto					26,29	
Africa Sub-Sahariana	73,18		40,92		35,08	
Kazakhstan	57,20		30,02		24,52	
Resto dell'Asia	52,75	83,12	35,18	49,42	31,18	32,76
America	59,94	81,48	31,71	30,72	25,45	24,95
Australia e Oceania	52,46		31,51		22,00	
	65,36	72,19	36,54	31,95	29,30	25,05
Gruppo Eni	2014		2015		2016	
Petrolio e condensati (\$/barile)	88,71		46,30		39,18	
Gas Naturale (\$/migliaia di metri cubi)	242,80		160,78		115,51	
Idrocarburi (\$/boe)	65,49		36,47		29,14	

Superficie netta sviluppata e non sviluppata	(chilometri quadrati)	2014	2015	2016
Europa		44.842	45.123	45.380
Italia		17.297	16.975	16.767
Resto d'Europa		27.545	28.148	28.613
Africa		159.341	157.441	152.676
Africa Settentrionale		21.693	25.699	29.392
Africa Sub-Sahariana		137.648	131.742	123.284
Asia		109.237	117.183	109.761
Kazakhstan		869	869	869
Resto dell'Asia		108.368	116.314	108.892
America		7.943	6.628	5.696
Australia e Oceania		13.376	16.333	10.383
Totale		334.739	342.708	323.896

Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2016

	Inizio operazioni	Numero titoli	Sup. lorda ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. netta ^{(a)(b)} sviluppata	Sup. lorda ^(a) non sviluppata	Sup. netta ^(a) non sviluppata	Tipo di giacimenti/ superficie	Numero di giacimenti in produzione	Numero di giacimenti non in produzione
EUROPA		295	15.693	10.827	51.758	34.553		117	88
Italia	1926	146	10.498	8.775	10.320	7.992	Onshore/Offshore	78	60
Resto d'Europa		149	5.195	2.052	41.438	26.561		39	28
Cipro	2013	3			12.523	10.018	Offshore		
Croazia	1996	2	1.975	987			Offshore	10	3
Groenlandia	2013	2			4.890	1.909	Offshore		
Montenegro	2016	4			1.228	614	Offshore		
Norvegia	1965	57	2.311	452	6.045	2.156	Offshore	19	23
Portogallo	2014	3			4.547	3.182	Offshore		
Regno Unito	1964	67	909	613	5.932	5.715	Offshore	10	2
Altri Paesi		11			6.273	2.967	Onshore/Offshore		
AFRICA		264	46.384	11.729	264.600	140.947		263	121
Africa Settentrionale		121	14.292	5.738	54.122	23.654		104	54
Algeria	1981	42	3.222	1.148	187	31	Onshore	36	7
Egitto	1954	57	5.508	2.074	22.523	8.591	Onshore/Offshore	41	23
Libia	1959	11	1.962	958	24.673	12.336	Onshore/Offshore	6	20
Marocco	2016	1			6.739	2.696	Offshore		
Tunisia	1961	10	3.600	1.558			Onshore/Offshore	21	4
Africa Sub-Sahariana		143	32.092	5.991	210.478	117.293		159	67
Angola	1980	57	8.160	1.024	12.892	3.343	Onshore/Offshore	57	19
Congo	1968	25	1.794	971	657	197	Onshore/Offshore	23	2
Costa d'Avorio	2015	1			954	286	Offshore		
Gabon	2008	4			6.217	6.217	Onshore/Offshore		1
Ghana	2009	3			1.353	579	Offshore		1
Kenya	2012	7			61.363	41.173	Offshore		
Liberia	2012	1			2.341	585	Offshore		
Mozambico	2007	6			3.911	1.956	Offshore		6
Nigeria	1962	34	22.138	3.996	8.631	3.374	Onshore/Offshore	79	38
Sud Africa	2014	1			65.696	26.279	Offshore		
Altri Paesi		4			46.463	33.304	Onshore		
ASIA		59	18.165	6.016	198.024	103.745		26	17
Kazakhstan	1992	6	2.391	442	2.542	427	Onshore/Offshore	2	4
Resto dell'Asia		53	15.774	5.574	195.482	103.318		24	13
Cina	1984	8	77	13	7.056	7.056	Offshore	5	
India	2005	1			13.110	5.244	Offshore		
Indonesia	2001	14	4.246	1.603	30.243	23.578	Onshore/Offshore	8	12
Iraq	2009	1	1.074	446			Onshore	1	
Myanmar	2014	4			24.080	13.558	Onshore/Offshore		
Pakistan	2000	14	10.177	3.332	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		148	4.948	3.208	8.154	2.488		52	11
Ecuador	1988	1	1.985	1.985			Onshore	1	2
Messico	2015	3			67	67	Offshore		3
Stati Uniti	1968	129	1.320	660	997	526	Onshore/Offshore	42	4
Trinidad e Tobago	1970	1	382	66			Offshore	6	
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		14	1.140	709	15.728	9.674		2	4
Australia	2001	14	1.140	709	15.728	9.674	Offshore	2	4
Totale		780	86.330	32.489	538.264	291.407		460	241

(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.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2014	2015	2016
Acquisto di riserve proved e unproved				2
Africa Settentrionale				2
Esplorazione	1.030	566	417	
Italia	1			
Resto d'Europa	132	133	11	
Africa Settentrionale	177	232	312	
Africa Sub-Sahariana	511	157	30	
Resto dell'Asia	89	15	57	
America	109	29	7	
Australia e Oceania	11			
Sviluppo	9.021	9.341	7.770	
Italia	880	679	407	
Resto d'Europa	1.574	1.264	590	
Africa Settentrionale	832	1.570	2.447	
Africa Sub-Sahariana	3.085	2.998	2.176	
Kazakhstan	521	835	707	
Resto dell'Asia	1.105	1.333	1.213	
America	921	637	220	
Australia e Oceania	103	25	10	
Altro	105	73	65	
	10.156	9.980	8.254	

Vita utile residua delle riserve	(anni)	2014	2015	2016
Italia		7,7	7,5	7,2
Resto d'Europa		7,8	7,3	5,8
Africa Settentrionale		8,5	7,1	10,4
Africa Sub-Sahariana		11,1	11,0	11,2
Kazakhstan		33,4	34,5	30,5
Resto dell'Asia		8,1	8,6	10,5
America		21,3	20,1	15,5
Australia e Oceania		17,8	16,0	16,1
		11,3	10,7	11,6

Tasso di rimpiazzo delle riserve	(%)	2014		2015		2016	
		organico	all sources	organico	all sources	organico	all sources
Italia		106	106	38	38		
Resto d'Europa		77	81	28	28	5	5
Africa Settentrionale		78	78	80	80	413	413
Africa Sub-Sahariana		182	176	153	139	124	124
Kazakhstan		206	206	473	473	158	158
Resto dell'Asia		156	156	375	375	243	243
America		87	87	324	322		
Australia e Oceania						44	44
		112	112	148	145	193	193

Perforazione esplorativa

(numero)	Pozzi completati ^(a)				Pozzi in progress ^(b)			
	2014		2015		2016		2016	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia		0,6				1,0	4,0	2,3
Resto d'Europa		4,3		2,2	0,1	0,4	9,0	2,3
Africa Settentrionale	3,5	4,3	3,3	5,8	6,0	1,8	16,0	12,3
Africa Sub-sahariana	7,3	7,3	0,6	2,9	0,1	1,1	32,0	17,0
Kazakhstan							6,0	1,1
Resto dell'Asia	1,3	4,3		3,4		0,9	8,0	3,2
America	2,0	1,4	1,0	0,3		1,0	3,0	1,5
Australia e Oceania		0,9					1,0	0,3
	14,1	23,1	4,9	14,6	6,2	6,2	79,0	40,0

Perforazione di sviluppo

(numero)	Pozzi completati ^(a)				Pozzi in progress			
	2014		2015		2016		2016	
	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia	12,5		6,0		4,0		1,0	1,0
Resto d'Europa	9,8	1,0	10,2	0,1	5,6		4,0	0,6
Africa Settentrionale	54,5	1,0	30,5	2,8	38,6	1,2	18,0	10,0
Africa Sub-Sahariana	31,6		22,0	2,5	21,2	0,2	36,0	14,0
Kazakhstan	1,5		4,7		4,6		3,0	0,8
Resto dell'Asia	54,2	1,6	29,7	5,9	31,6	0,5	2,0	0,3
America	22,1	0,7	17,4	0,1	9,9	1,3	4,0	1,9
Australia e Oceania	0,1	0,4	0,5					
	186,3	4,7	121,0	11,4	115,5	3,2	68,0	28,6

Pozzi produttivi^(d)

(numero)	2016			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	243,0	197,1	616,0	532,4
Resto d'Europa	395,0	72,5	160,0	88,1
Africa Settentrionale	1.813,0	963,8	225,0	98,1
Africa Sub-Sahariana	3.020,0	590,3	350,0	28,8
Kazakhstan	204,0	54,8		
Resto dell'Asia	727,0	479,1	1.036,0	393,2
America	264,0	133,3	321,0	98,5
Australia e Oceania	7,0	3,8	18,0	3,8
	6.673,0	2.494,7	2.726,0	1.242,9

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

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

(d) Include 2.128 (741,9 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.



Principali indicatori di performance

		2014	2015	2016
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) totale	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,82	0,89	0,28
<i>di cui: dipendenti</i>		<i>0,87</i>	<i>0,91</i>	<i>0,27</i>
<i>contrattisti</i>		<i>0,70</i>	<i>0,81</i>	<i>0,31</i>
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	73.434	52.096	40.961
Utile (perdita) operativo		64	(1.258)	(391)
Utile (perdita) operativo adjusted		168	(126)	(390)
Utile (perdita) netto adjusted		86	(168)	(330)
Investimenti tecnici		172	154	120
Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	89,17	90,88	88,93
Vendite di GNL ^(c)		13,3	13,5	12,4
Clienti in Italia	(milioni)	7,93	7,88	7,76
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,58	34,88	37,05
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.561	4.484	4.261
<i>di cui: all'estero</i>		<i>2.494</i>	<i>2.461</i>	<i>2.229</i>
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	10,12	10,57	11,22
Grado soddisfazione clienti ^(d)	(scala da 0 a 100)	81,4	85,6	86,2

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,62 miliardi di metri cubi (3,16 e 3,06 miliardi di metri cubi nel 2015 e 2014).

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

(d) Valutazione media data dai risultati ottenuti dalle interviste ai clienti sulle performance relative a chiarezza, cortesia e attesa.

Performance dell'anno

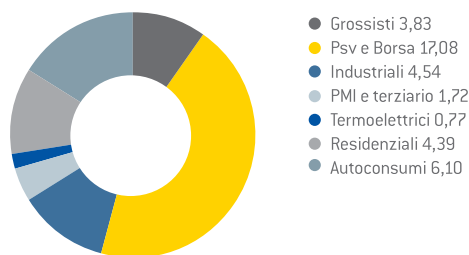
- Nel 2016 l'indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR) ha registrato un rilevante miglioramento (-68%) rispetto all'anno precedente attestandosi a 0,28, grazie al contributo dei dipendenti (-70%) e dei contrattisti (-61%).
- Nel 2016 le emissioni di gas serra sono aumentate di circa il 6%, coerentemente con la crescita delle produzioni di energia elettrica (+5,3%) e dei quantitativi di gas trasportato.
- Le emissioni di GHG/kWh riferite alla produzione di energia elettrica hanno registrato una riduzione del 3% rispetto all'anno precedente grazie al proseguimento degli interventi di energy savings.
- Nel 2016 il settore Gas & Power ha registrato la perdita operativa adjusted di €390 milioni con un peggioramento di €264 milioni, penalizzato dallo scenario negativo in particolare nel GNL e da

minori effetti economici una tantum rilevati nel 2015. Tali effetti sono stati compensati da azioni di ottimizzazione e maggiori performance nel trading.

- Le vendite di gas nel mondo sono state di 88,93 miliardi di metri cubi, con una flessione del 2,1% rispetto al 2015 (-1,95 miliardi di metri cubi). Stabili le vendite in Italia (38,43 miliardi di metri cubi).
- Le vendite di energia elettrica evidenziano un incremento del 6,2% (+2,17 terawattora) rispetto al 2015, per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati nel segmento grossisti.
- Gli investimenti tecnici di €120 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

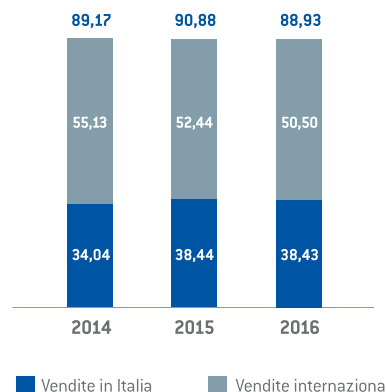
(38,43 miliardi di metri cubi)



Per un totale di circa **9 milioni** di clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese ed enti pubblici in Italia ed Europa

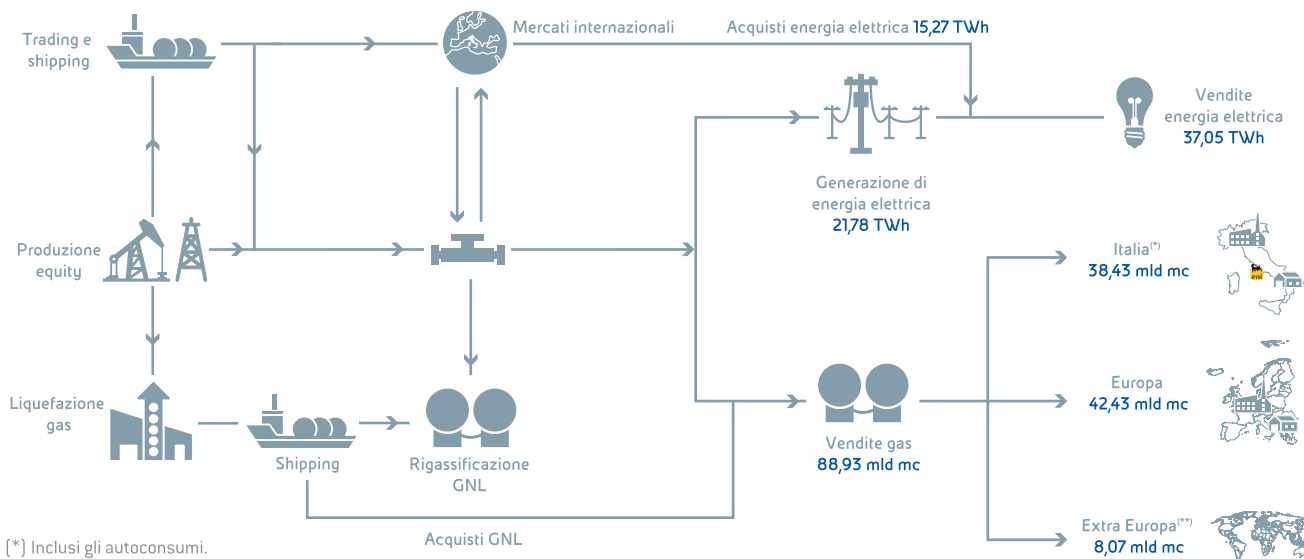
Vendite di gas mondo

(miliardi di metri cubi)



Catena 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.



1. Mercato

1.1 Gas naturale

Attività di approvvigionamento

L'attività di approvvigionamento è attività libera, non soggetta a regolamentazione. I prezzi sono determinati dall'incontro tra domanda e offerta a seguito di libere negoziazioni tra le società di commercializzazione e i produttori di gas naturale. Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Negli ultimi anni sono stati rinegoziati i 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 provenienti da diciotto Paesi sulla base di contratti di approvvigionamento di lungo termine o forniture dell'attività upstream Eni, e dall'accesso ai mercati spot dell'Europa continentale.

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 82,64 miliardi di metri cubi in riduzione di 2,75 miliardi di metri cubi,

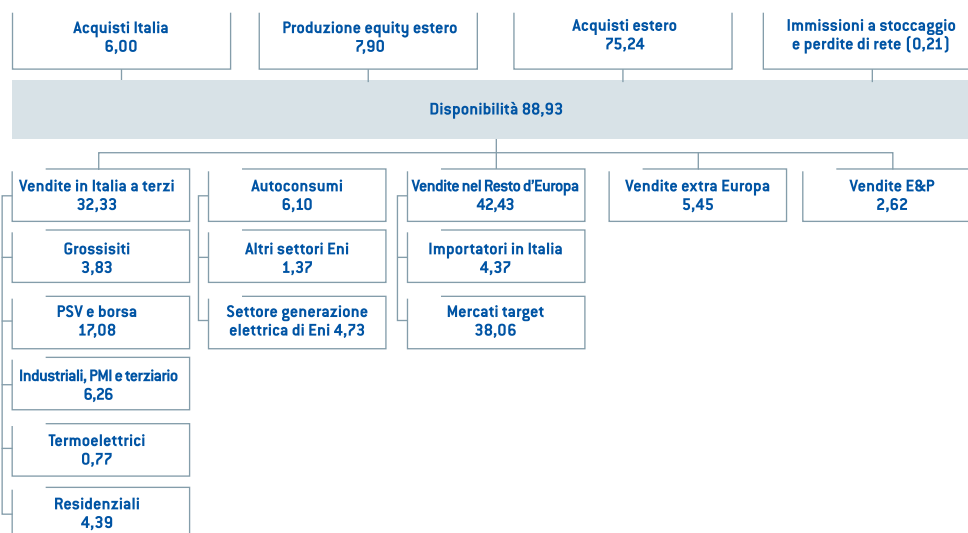
Portafoglio Eni approvvigionamento gas naturale



pari al -3,2%, rispetto al 2015. I volumi di gas approvvigionati all'estero (76,64 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari a circa il 93% del totale, sono diminuiti rispetto al 2015 (-2,02 miliardi di metri cubi; -2,6%) per effetto dei minori volumi approvvigionati in Libia (-2,38 miliardi di metri cubi), in Russia (-2,34 miliardi di metri cubi) e nei Paesi Bassi (-2,13 miliardi di metri cubi), parzialmente compensati dai maggiori acquisti effettuati in Algeria (+6,85 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (6 miliardi di metri cubi) sono in calo del 10,8% rispetto al periodo di confronto per effetto dell'impatto dell'interruzione delle attività produttive in Val d'Agri nei mesi di aprile-agosto 2016.

Disponibilità e vendita di gas naturale

(miliardi di 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 più di 9 milioni di clienti in Italia ed in Europa. In particolare sono circa 7,8 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

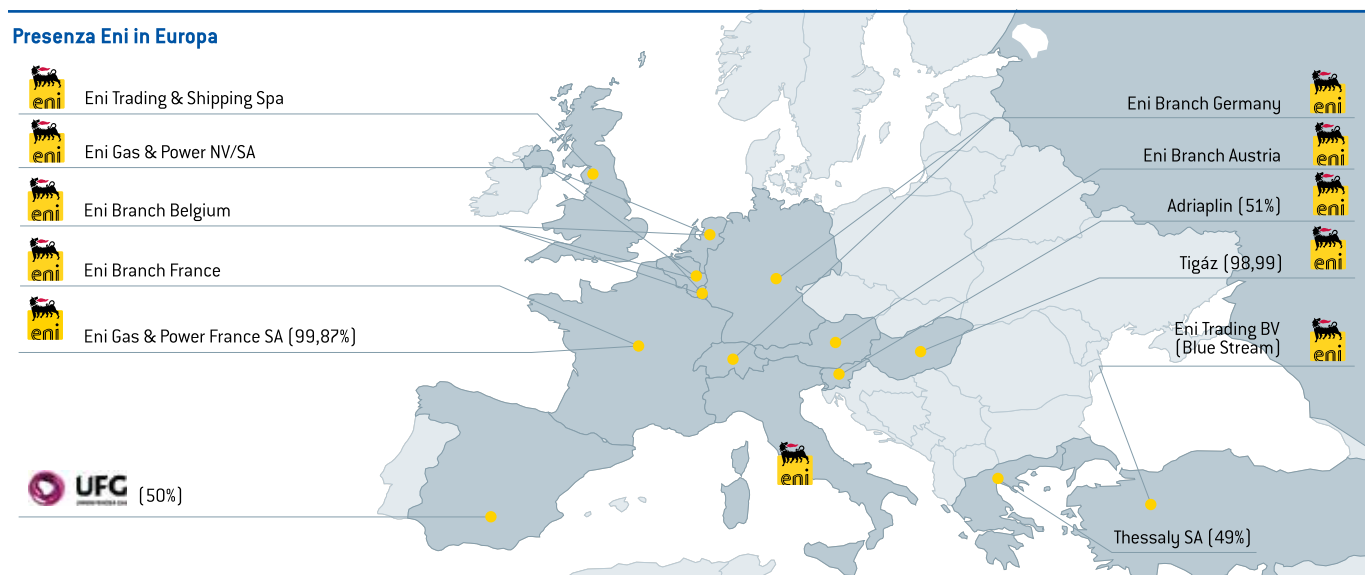
da un lieve recupero della domanda nel 2016 (+0,4% e +7,3% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2015, rispettivamente) ma ancora depresso e caratterizzato dalla crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) atte a preservare la redditività del business pur in presenza di ancora deboli fondamentali di mercato.

Vendite e quote di mercato per segmento di utilizzo	(miliardi di metri cubi)		2015		2016		Var. % 2016 vs 2015
	Volumi venduti	Quota di mercato (%)	Volumi venduti	Quota di mercato (%)	Volumi venduti	Quota di mercato (%)	
Italia a terzi	32,56	48,2	32,33	45,6			(0,7)
Grossisti	4,19		3,83				(8,6)
PSV e borsa	16,35		17,08				4,5
Industriali	4,66		4,54				(2,6)
PMI e terziario	1,58		1,72				8,9
Termoelettrici	0,88		0,77				(12,5)
Residenziali	4,90		4,39				(10,4)
Autoconsumi	5,88		6,10				3,7
TOTALE ITALIA	38,44	56,9	38,43	54,2			
Domanda Gas^(a)	67,50		70,90				5,0

(a) Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico.

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)		2014	2015	2016
ITALIA			34,04	38,44	38,43
Grossisti			4,05	4,19	3,83
PSV e borsa			11,96	16,35	17,08
Industriali			4,93	4,66	4,54
PMI e terziario			1,60	1,58	1,72
Termoelettrici			1,42	0,88	0,77
Residenziali			4,46	4,90	4,39
Autoconsumi			5,62	5,88	6,10
VENDITE INTERNAZIONALI			55,13	52,44	50,50
Resto d'Europa			46,22	42,89	42,43
Importatori in Italia			4,01	4,61	4,37
Mercati europei			42,21	38,28	38,06
Penisola Iberica			5,31	5,40	5,28
Germania/Austria			7,44	5,82	7,81
Benelux			10,36	7,94	7,03
Ungheria			1,55	1,58	0,93
Regno Unito			2,94	1,96	2,01
Turchia			7,12	7,76	6,55
Francia			7,05	7,11	7,42
Altro			0,44	0,71	1,03
Mercati extra europei			5,85	6,39	5,45
E&P in Europa e nel Golfo del Messico			3,06	3,16	2,62
TOTALE VENDITE GAS MONDO			89,17	90,88	88,93

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



La percentuale indicata rappresenta la quota di possesso Eni al 31 dicembre 2016.

Benelux

Attraverso una presenza diretta garantita dalla branch Gas & Power locale e dalla società Eni Gas & Power NV/SA, Eni vanta una posizione chiave nei Paesi del Benelux (Belgio, Paesi Bassi e Lussemburgo), in particolare in Belgio, nodo strategico del mercato spot del gas dell'Europa Occidentale, grazie alla posizione geografica e all'elevato grado di inter-connezione delle reti di transito del gas dell'Europa Continentale. Nel 2016, le vendite Eni di gas naturale nel Benelux ai segmenti industriali, grossista, termoelettrico e retail ammontano a 7,03 miliardi di metri cubi, in calo di 0,91 miliardi di metri (pari al 11,5%) 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 2016, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 7,42 miliardi di metri cubi con un incremento di 0,31 miliardi di metri cubi, pari al 4,4%, rispetto al 2015.

Germania/Austria

Eni è presente nel mercato tedesco del gas naturale attraverso una struttura commerciale diretta. Complessivamente, nel 2016 Eni ha venduto 7,81 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con un incremento di 1,99 miliardi di metri cubi, pari al 34,2% rispetto all'anno precedente, grazie ai maggiori volumi venduti dalle strutture commerciali e a seguito di attività di ottimizzazione.

Spagna

Eni è presente nel mercato spagnolo del gas naturale sia con una struttura commerciale diretta, che commercializza le proprie disponibilità di GNL, sia 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 2016 le vendite di gas di UFG in Europa sono state di 3,48 miliardi di metri cubi (1,74 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 2016, le vendite in Spagna di Eni sono state 5,28 miliardi di metri cubi, in calo di 0,12 miliardi di metri cubi (-2,2%).

Turchia

Eni commercializza gas naturale di provenienza russa trasportato attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2016, le vendite sono state di 6,55 miliardi di metri cubi di gas, con un decremento di 1,21 miliardi di metri cubi, pari al 15,6% rispetto al 2015 per effetto dei minori ritiri effettuati da Botas.

Regno Unito

Eni commercializza nel Regno Unito gas naturale attraverso la consociata ETS che, tra l'altro, vende il gas equity prodotto dai giacimenti Eni nel Mare del Nord e opera nei principali hub del Nord Europa (NBP, Zeebrugge, TTF). Nel 2016, le vendite Eni sono state di 2,01 miliardi di metri cubi con un leggero aumento pari al 2,6% rispetto all'anno precedente.

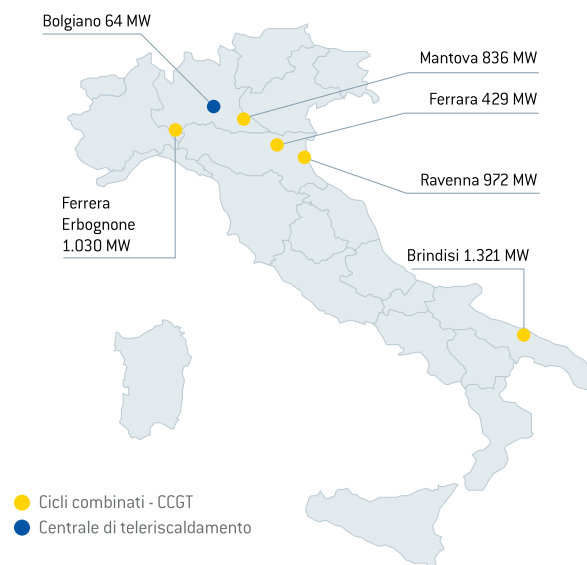
1.2 GNL

Eni è presente in tutte le fasi della filiera del GNL: liquefazione, gas feeding, shipping, rigassificazione e vendita attraverso una presenza diretta e tramite società collegate e joint venture. Il business del GNL ha registrato una buona redditività sfruttando la crescente richiesta energetica in Asia e Sud

America. 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 (12,4 miliardi di metri cubi) sono in flessione rispetto al 2015 (-1,1 miliardi di metri cubi) a causa principalmente del calo delle vendite sui mercati del Far East a seguito della scadenza di alcuni contratti. Le vendite di GNL del settore Gas & Power (8,1 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, Nigeria, Oman ed Algeria e commercializzato principalmente in Europa, Far East, Kuwait ed Egitto.

Centrali e Stabilimenti Eni in Italia



Capacità installata al 31 dicembre 2016: 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 23,5 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.

1.3 Generazione elettrica

Eni produce energia elettrica principalmente presso i siti di Ferrara Erboognone, Ravenna, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano.

Nel 2016, la produzione di energia elettrica è stata di 21,78 terawattora in aumento di 1,09 terawattora rispetto al 2015, pari al 5,3%, beneficiando della ripresa dei consumi. Al 31 dicembre 2016, la potenza installata in esercizio è di 4,7 gigawatt (4,9 gigawatt al 31 dicembre 2015).

A completamento della produzione, Eni ha acquistato 15,27 terawattora di energia elettrica (+7,6% rispetto al 2015) perseguendo l'ottimizzazione del portafoglio fonti/impieghi.

Nel 2016 le vendite di energia elettrica (37,05 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (74%), borsa elettrica (15%), siti industriali (9%) e altro (2%). La crescita di 2,17 TWh pari al 6,2% rispetto al 2015 è dovuta ai maggiori volumi commercializzati ai clienti grossisti e middle-market, parzialmente compensati dalle minori vendite alle PMI e ai clienti large.

2. 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)	2014	2015	2016
Italia		6,92	6,73	6,00
Estero				
Russia		26,68	30,33	27,99
Algeria (incluso il GNL)		7,51	6,05	12,90
Libia		6,66	7,25	4,87
Paesi Bassi		13,46	11,73	9,60
Norvegia		8,43	8,40	8,18
Regno Unito		2,64	2,35	2,08
Ungheria		0,38	0,21	0,02
Qatar (GNL)		2,98	3,11	3,28
Altri acquisti di gas naturale		5,56	7,21	5,81
Altri acquisti di GNL		1,69	2,02	1,91
		75,99	78,66	76,64
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		82,91	85,39	82,64
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,20)		1,40
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni		(0,25)	(0,34)	(0,21)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		82,46	85,05	83,83
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ COLLEGATE		3,65	2,67	2,48
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		3,06	3,16	2,62
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		89,17	90,88	88,93

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2014	2015	2016
Vendite delle società consolidate		81,73	84,94	83,34
Italia (inclusi autoconsumi)		34,04	38,44	38,43
Resto d'Europa		43,07	41,14	40,52
Extra Europa		4,62	5,36	4,39
Vendite delle società collegate (quota Eni)		4,38	2,78	2,97
Italia				
Resto d'Europa		3,15	1,75	1,91
Extra Europa		1,23	1,03	1,06
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		3,06	3,16	2,62
TOTALE VENDITE GAS MONDO		89,17	90,88	88,93

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2014	2015	2016
Vendite G&P		8,9	9,0	8,1
Resto d'Europa		5,0	4,8	5,2
Extra Europa		3,9	4,2	2,9
Vendite E&P		4,4	4,5	4,3
<i>Terminali:</i>				
Soyo (Angola)		0,1		0,1
Bontang (Indonesia)		0,5	0,5	0,4
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,6	0,7	0,7
Bonny (Nigeria)		2,8	2,8	2,6
Darwin (Australia)		0,4	0,5	0,5
Totale vendite di GNL		13,3	13,5	12,4

Vendite di energia elettrica	(terawattora)	2014	2015	2016
Mercato libero		24,86	25,90	27,49
Borsa elettrica		4,71	5,09	5,64
Siti		3,17	3,23	3,11
Altro ^(a)		0,84	0,66	0,81
Vendite di energia elettrica		33,58	34,88	37,05
Produzione di energia elettrica		19,55	20,69	21,78
Acquisti di energia elettrica^(a)		14,03	14,19	15,27

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

Centrali elettriche	Capacità installata ^(a) al 31/12/2016 (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 degli impianti obsoleti.

(b) Capacità in quota Eni.

Generazione elettrica		2014	2015	2016
Acquisti				
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.074	4.270	4.334
Altri combustibili	(migliaia di tep)	338	313	360
Produzioni				
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	19,55	20,69	21,78
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	9.010	9.318	7.974
Capacità installata (in esercizio)	(GW)	4,9	4,9	4,7

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 (Qued 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)	2014	2015	2016
Italia		128	100	73
Estero		44	54	47
		172	154	120
Mercato		164	138	110
Mercato		66	69	69
Italia		30	31	32
Estero		36	38	37
Generazione elettrica		98	69	41
Trasporto internazionale		8	16	10
		172	154	120

Refining & Marketing

e Chimica



Principali indicatori di performance

		2014	2015	2016
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) totale	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	1,51	1,07	0,38
di cui: dipendenti		1,60	0,97	0,44
contrattisti		1,40	1,17	0,32
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	28.994	22.639	18.733
Utile (perdita) operativo		(2.811)	(1.567)	723
Utile (perdita) operativo adjusted		(412)	695	583
- Refining & Marketing		(65)	387	278
- Chimica		(347)	308	305
Utile (perdita) netto adjusted		(319)	512	419
- Refining & Marketing		(41)	282	157
- Chimica		(278)	230	262
Investimenti tecnici		819	628	664
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	25,03	26,41	24,52
Grado di conversione del sistema	(%)	51	48	50
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	617	548	548
Lavorazioni green	(migliaia di tonnellate)	127	204	212
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	9,21	8,89	8,59
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	6.220	5.846	5.622
Erogato medio per stazioni di servizio Rete Europa	(migliaia di litri)	1.725	1.754	1.742
Grado di efficienza della rete	(%)	1,19	1,14	1,10
Produzione di prodotti petrolchimici	(migliaia di tonnellate)	5.283	5.700	5.646
Vendite di prodotti petrolchimici		3.463	3.801	3.759
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	71	73	72
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.884	10.995	10.858
di cui: all'estero		2.598	2.360	2.281
Emissioni dirette di GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	8,45	8,19	8,50
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	6,84	6,17	4,35
Emissioni GHG/lavorazioni di greggio e semilavorati ^(b)	(tonnellate CO ₂ eq/kt)	287	237	272

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) L'indicatore è riferito alle lavorazioni delle sole raffinerie tradizionali.

Performance dell'anno

- Nel 2016 prosegue il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (-64% rispetto all'anno prima), grazie al contributo sia dei dipendenti (-54%) che dei contrattisti (-73%).
- Le emissioni di SOx si riducono del 29,5% rispetto al 2015 per l'utilizzo di un diverso mix di combustibili presso le raffinerie di Livorno, Taranto e Sannazzaro; sul trend ha inoltre influito la fermata programmata dell'impianto Versalis di Dunkerque nella seconda parte dell'anno.
- Nel 2016 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €583 milioni, che rappresenta un peggioramento di €112 milioni rispetto al 2015 (-16,1%). Il business Refining & Marketing ha registrato l'utile operativo adjusted di €278 milioni con un peggioramento del 28% dovuto principalmente all'attività di raffinazione penalizzata da uno scenario margini sfavorevole (-49,4% il riferimento SERM che passa da 8,3 \$/bl nel 2015 a 4,2 \$/bl nel 2016), dalla minore disponibilità di greggio della Val d'Agri e dai maggiori interventi di manutenzione programmata. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla maggiore efficienza e ottimizzazioni. Migliorato il margine di break-even della raffinazione a 4,2 \$/bl medio annuo, rispetto ad un obiettivo per il 2016 di 4,5 \$/bl. I risultati del marketing hanno registrato una flessione principalmente a causa di minori margini (per maggiore pressione competitiva) e della cessione delle consociate in Slovenia e Ungheria. La Chimica ha conseguito l'utile operativo adjusted di €305 milioni essenzialmente in linea rispetto al 2015 che chiudeva con un utile di €308 milioni. Il peggioramento generalizzato dello scenario commodity con la flessione del margine del cracker, del polietilene e degli stirenici è stato compensato dalla tenuta dei volumi di vendita e dalle azioni di efficienza e ottimizzazione diffuse.
- Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2016 sono state di 24,52 milioni di tonnellate, in riduzione del 7,2% rispetto al periodo di confronto, a causa dell'indisponibilità di greggio della Val d'Agri lavorato presso la raffineria di Taranto e delle fermate delle raffinerie di Livorno e Milazzo, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle maggiori lavorazioni di Sannazzaro, nonostante l'incidente occorso alla raffineria nel mese di dicembre. A perimetro omogeneo, escludendo l'effetto della dismissione della quota di partecipazione nella raffineria CRC in Repubblica Ceca finalizzata il 30 aprile 2015, la riduzione complessiva delle lavorazioni nell'anno si ridetermina in 4,5%.
- In aumento i volumi di lavorazione di oli vegetali per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia (0,21 milioni di tonnellate; +5% rispetto al 2015).
- Le vendite sulla rete in Italia (5,93 milioni di tonnellate) sono in leggero calo rispetto al 2015 (circa 30 mila tonnellate, -0,5%).
- Le vendite rete nel resto d'Europa (2,66 milioni di tonnellate) sono diminuite del 9,2% rispetto al 2015 per effetto essenzialmente della cessione delle attività in Repubblica Ceca e Slovacchia, nel luglio

2015, nonché della Slovenia e dell'Ungheria nel secondo semestre 2016. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai maggiori volumi commercializzati in Francia, Austria e Germania.

- Le vendite dei prodotti petrolchimici di 3,76 milioni di tonnellate hanno evidenziato un leggero calo (1,1% rispetto al 2015) per effetto della lenta ripresa dei consumi. In aumento le vendite nel segmento degli intermedi, compensati dalla riduzione nelle altre linee di business.
- Gli investimenti tecnici del settore di €664 milioni hanno riguardato principalmente l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€298 milioni), finalizzati essenzialmente al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; l'attività di marketing (€123 milioni) per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione in Italia e resto d'Europa.

Progetto integrato per la riconversione di Gela

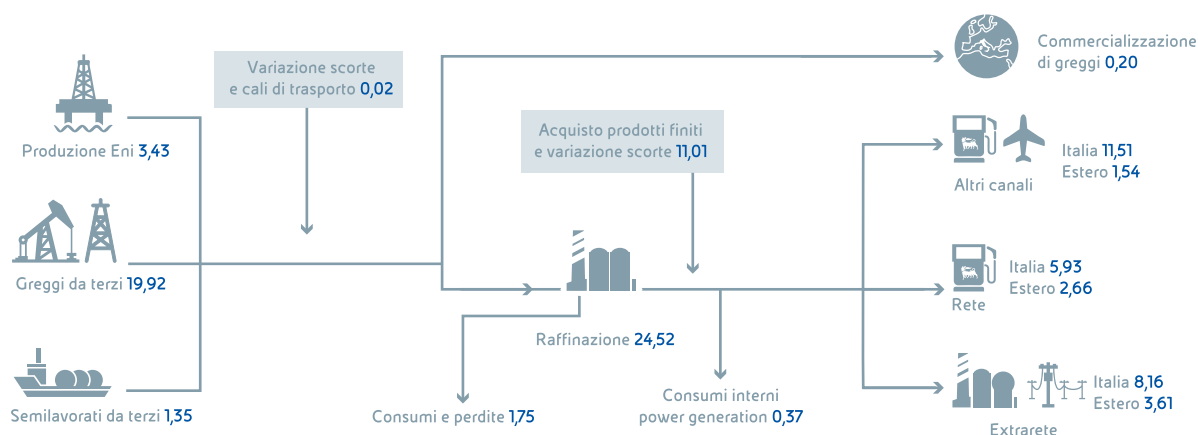
È proseguito nel 2016 l'impegno di Eni per il conseguimento degli obiettivi programmatici del Protocollo d'Intesa del 2014 con il Ministero dello sviluppo economico e le Autorità locali. Nel mese di aprile con l'ottenimento delle necessarie autorizzazioni, è stato avviato il cantiere del progetto Green Refinery, uno degli assi portanti del Protocollo, con una capacità di lavorazione di olio vegetale per circa 750 kton/anno. La conversione utilizzerà la tecnologia proprietaria ecofining, sviluppata e brevettata da Eni, che consentirà la produzione di green diesel, biocarburante a elevata sostenibilità ambientale, e sarà in grado di processare anche materie prime di seconda generazione. Quello di Gela è il primo progetto trasversale e integrato che Eni mette in campo in Italia per costruire con il territorio un nuovo programma industriale coniugando esigenze d'impresa con lo sviluppo delle comunità locali. Gli altri punti dell'accordo comprendono: i) l'avvio di nuove attività di esplorazione e produzione di idrocarburi nel territorio delle Regione Sicilia e nell'offshore; ii) realizzazione di un polo logistico per la spedizione dei greggi di produzione locale e dei carburanti green prodotti nel sito; studi di fattibilità di progetti di stoccaggio e trasporto GNL e CNG a Gela e di un'iniziativa per la produzione dei lattici naturali partendo da prodotti naturali con il relativo sviluppo della filiera agricola; iii) realizzazione in loco di un centro di competenza focalizzato in materia di safety; iv) attività di risanamento ambientale di impianti e aree che dovessero progressivamente rivelarsi non funzionali alle attività.

Chimica verde

Si conferma la trasformazione del sito di Porto Marghera con lo sviluppo di una nuova piattaforma tecnologica integrata di chimica da fonti rinnovabili, in partnership con la società americana Elevance Renewable Sciences con cui Versalis ha siglato, nel 2015, accordi che prevedono attività di ricerca, sviluppo tecnologico e ingegnerizzazione di processi per i nuovi impianti. Da questi nuovi impianti si produrranno additivi BIO per i chemicals utilizzati nelle perforazioni petrolifere e green diesel per la bioraffineria Eni, e altri prodotti come detersivi e bio-lubrificanti.

Ciclo produzione prodotti petroliferi 2016

[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 2016, 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 50%.

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 49%.

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2016 sono

state di 24,52 milioni di tonnellate in riduzione del 7,2% rispetto al corrispondente periodo del 2015 (-1,89 milioni di tonnellate).

■ 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 2015

	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)
	(%)	(mgli bbl/g)	(mgli bbl/g)	(%)	(mgli bbl/g)	(mgli bbl/g)	(mgli bbl/g)	(mgli bbl/g)
Raffinerie di proprietà		388	90	49	34	16	90	29
Italia								
Sannazzaro	100	200	98	71	34	16	51	29
Taranto	100	104	73	38			39	
Livorno	100	84	91	11				
Raffinerie partecipate		160	93	52	143	25	75	27
Italia								
Milazzo	50	100	90	60	45	25	32	
Germania								
Vohburg/Neustadt (Bayernoil)	20	41	96	36	49			
Schwedt	8,33	19	100	42	49		43	27
TOTALE RAFFINERIE		548	90	50	177	41	165	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 71%. 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 38%. 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 desulfurizzazione.

Livorno ha una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 84 mila barili/giorno e un indice di conversione dell'11%. Tale raffine-

ria produce lubrificanti e specialties ed è connessa tramite un oleodotto al deposito di Calenzano (Firenze). È dotata di un'unità di topping-vacuum, un platforming, due unità di desulfurizzazione, un'unità di dearomatizzazione (DEA) per la produzione di carburanti, un impianto di deasphalting a propano (PDA), un'unità per l'estrazione degli aromatici e dewaxing 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, oltre che di due impianti di distillazione primaria, 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).

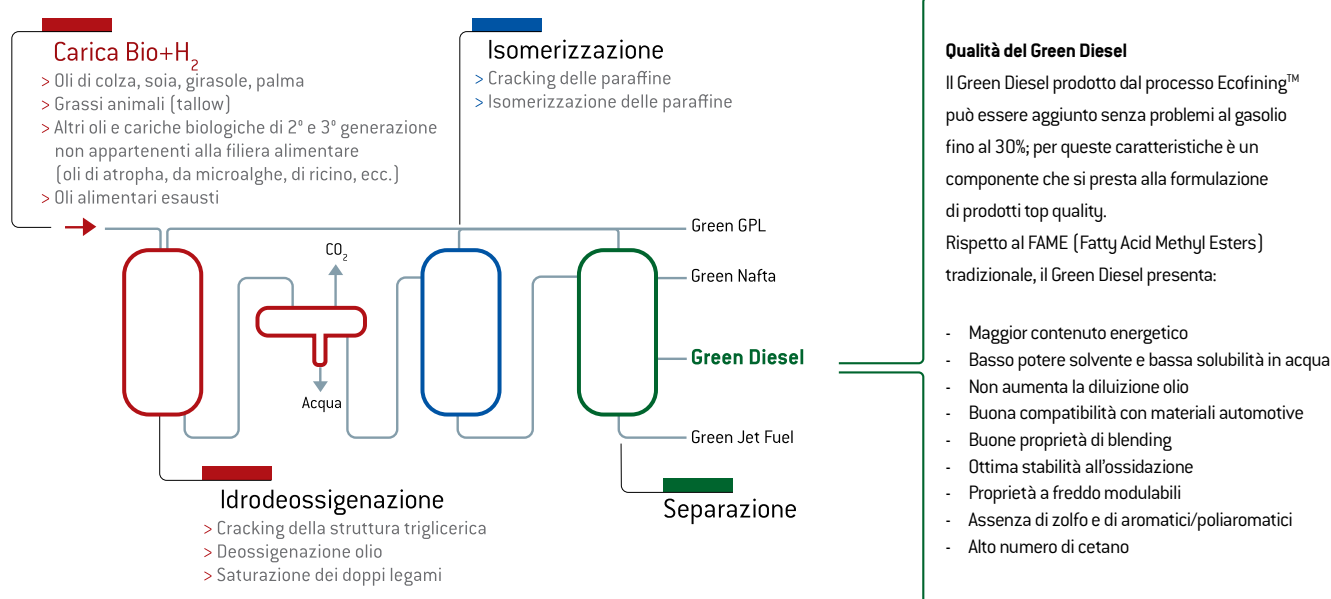
■ Estero

In Germania, Eni possiede una partecipazione dell'8,3% 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 (2016)	Capacità (a regime)	Lavorazioni (2016)
	(%)	(mgl t/a)	(mgl t/a)	(mgl t/a)
Interamente possedute				
Venezia	100	360	560	212
Gela	100	-	750	-
Totale		360	1.310	212

Bioprodotti

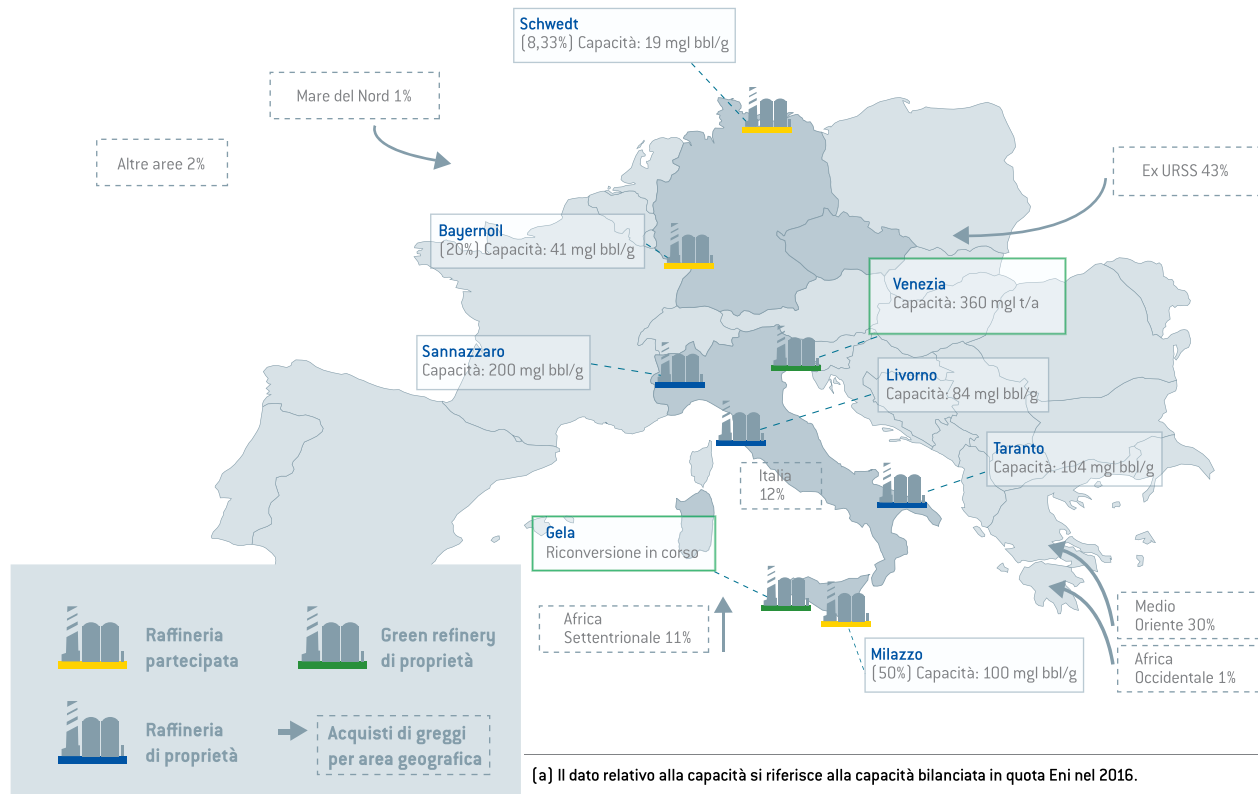


(1) Eni possiede al 100% la Green Refinery di Venezia e il sito industriale della ex Raffineria di Gela, dove sarà realizzata un'altra bioraffineria.

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. Le relative attività di riconversione sono in corso ed in linea con le fasi previste dall'accordo siglato con la parti. La produzione di prodotti raffinati sarà trasportata attraverso le facilities della raffineria.

Il sistema di raffinazione e le green refinery Eni^(a)



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 17 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 7 joint venture con i più importanti produttori petroliferi nazionali (Sigemi, Petrolig, Petroven, Petra, Seram, Disma e Toscopetrol), con l'obiettivo di ridurre i costi e migliorare l'efficienza gestionale. Da inizio 2017 la joint-venture Petrolig è cessata. 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.

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) e metanolo. La disponibilità di prodotto è assicurata per l'80% 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 20% da acquisti.

Marketing

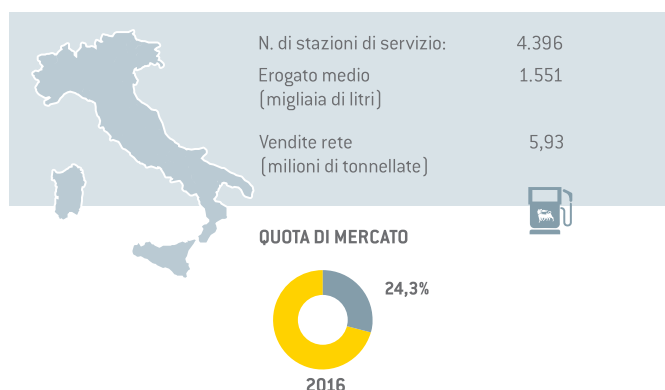
1. Rete Italia

In Italia, Eni è leader nella distribuzione rete di prodotti petroliferi con una quota di mercato del 24,3% in diminuzione di 0,2 punti percentuali rispetto al 2015. Nel 2016, le vendite sulla rete in Italia (5,93 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2015 (circa 30 mila tonnellate, -0,5%) per effetto del calo delle vendite nel segmento autostradale, compensata da una lieve crescita sulla rete di proprietà. L'erogato medio rife-

rito a benzina e gasolio (1.551 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 20 mila litri rispetto al 2015.

Al 31 dicembre 2016 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.396 stazioni di servizio con un decremento di 24 unità rispetto al 31 dicembre 2015 (4.420 stazioni di servizio) per effetto della chiusura di impianti a basso erogato (27 unità), compensato dal saldo positivo tra aperture e risoluzioni di contratto di convenzionamento (3 unità).

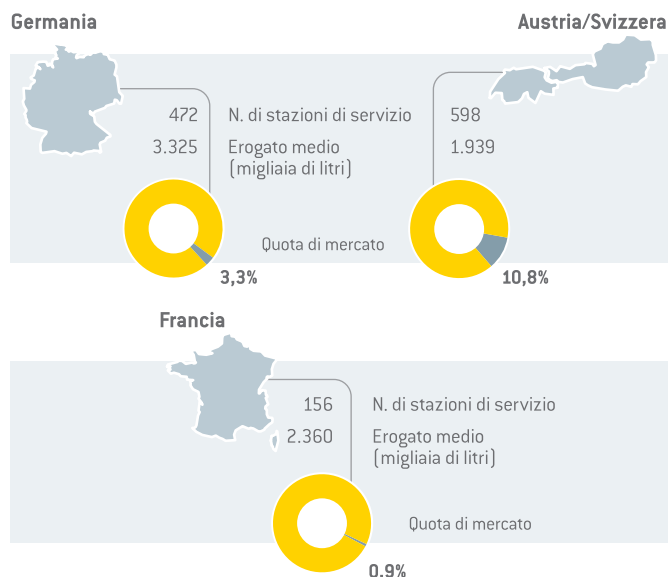
Rete Italia - il posizionamento competitivo di Eni nel 2016



2. Rete Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,66 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione del 9,2% rispetto al periodo di confronto. Tale risultato riflette essenzialmente la cessione delle attività in Repubblica Ceca e Slovacchia, finalizzate nel luglio 2015, nonché della Slovenia e dell'Ungheria nel corso del secondo semestre 2016. A struttura omogenea, escludendo l'effetto delle citate dismissioni nell'Europa dell'Est, le vendite evidenziano un leggero incremento (+1%). Al 31 dicembre 2016 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.226 stazioni di servizio, con un numero di distributori in calo di 200 unità rispetto al 31 dicembre 2015 per effetto principalmente delle sopra citate dismissioni. L'erogato medio (2.340 mila litri) è aumentato di 68 mila litri rispetto al 2015 (2.272 mila litri).

Rete Resto d'Europa - il posizionamento di Eni nel 2016



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 8,16 milioni di tonnellate hanno registrato una crescita di circa 0,32 milioni di tonnellate, pari al 4,1% rispetto al 2015 per effetto dei maggiori volumi commercializzati di jet fuel, gasoli e benzine in parte compensati dalle minori vendite di bunker.

Le vendite al settore Petrolchimica (1,02 milioni di tonnellate) hanno registrato una diminuzione del 12,8% riferibile alle minori produzioni di virgin nafta rispetto al periodo di confronto.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 3,18 milioni di tonnellate, sono diminuite del 17% rispetto al 2015 per effetto delle citate dismissioni nell'Europa dell'Est.

Le altre vendite in Italia e all'estero (12,03 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 1,05 milioni di tonnellate, pari all'8%, 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 2016 la quota di mercato Eni sul mercato domestico è stata pari al 17,5%. All'estero, il mercato più rilevante per Eni è l'Ecuador, con una quota di mercato pari al 38%.

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 2016 la quota di mercato detenuta da Eni nel segmento lubrificanti è stata pari al 21% in Italia, al 3% in Europa e allo 0,6% su base mondiale. Eni opera in più di 80 Paesi attraverso consociate, contratti di licensing e distributori.

Approvvigionamento di greggi	(milioni di tonnellate)	2014	2015	2016
Greggi equity		5,81	5,04	3,43
Altri greggi		17,21	19,76	19,92
Totale acquisti di greggi		23,02	24,80	23,35
Acquisti di semilavorati		2,02	1,66	1,35
Acquisti di prodotti		11,07	10,68	11,20
TOTALE ACQUISTI		36,11	37,14	35,90
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,57)	(0,41)	(0,37)
Altre variazioni ^(a)		(0,62)	(1,22)	(1,92)
		34,92	35,51	33,61

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

Disponibilità di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	2014	2015	2016
ITALIA				
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		16,24	18,37	17,37
Lavorazioni in conto terzi		(0,58)	(0,38)	(0,27)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		4,26	4,73	4,51
Lavorazioni in conto proprio		19,92	22,72	21,61
Consumi e perdite		(1,33)	(1,52)	(1,53)
Prodotti disponibili da lavorazioni		18,59	21,20	20,08
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		7,19	6,22	6,28
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(0,72)	(0,48)	(0,39)
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,57)	(0,41)	(0,37)
Prodotti venduti		24,49	26,53	25,60
TOTALE LAVORAZIONI GREEN		0,13	0,20	0,21
ESTERO				
Lavorazioni in conto proprio		5,11	3,69	2,91
Consumi e perdite		(0,21)	(0,23)	(0,22)
Prodotti disponibili da lavorazioni		4,90	3,46	2,69
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		4,48	4,77	4,72
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,72	0,48	0,40
Prodotti venduti		10,10	8,71	7,81
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		25,03	26,41	24,52
Lavorazioni in conto proprio di greggi equity		5,81	5,04	3,43
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		34,59	35,24	33,41
Vendite di greggi		0,33	0,27	0,20
TOTALE VENDITE		34,92	35,51	33,61

Produzioni e vendite per prodotto

(milioni di tonnellate)

	2014	2015	2016
Produzioni:			
Benzina	6,07	6,36	6,13
Gasolio	10,31	10,66	9,93
Jet fuel/Cherosene	1,45	1,51	1,49
Olio combustibile	2,04	2,46	2,43
GPL	0,49	0,44	0,39
Lubrificanti	0,54	0,54	0,44
Cariche petrolchimiche	1,67	1,86	1,46
Altri prodotti	0,92	0,84	0,49
Totale produzioni	23,49	24,67	22,77
Vendite:			
Italia	24,48	26,53	25,60
Benzina	2,00	1,97	2,02
Gasolio	7,61	7,64	7,69
Jet fuel/Cherosene	1,59	1,60	1,82
Olio combustibile	0,12	0,12	0,13
GPL	0,59	0,58	0,58
Lubrificanti	0,09	0,08	0,08
Cariche petrolchimiche	0,89	1,17	1,02
Altri prodotti	11,59	13,37	12,26
Resto d'Europa	9,69	8,29	7,38
Benzina	1,80	1,51	1,27
Gasolio	4,48	3,98	3,44
Jet fuel/Cherosene	0,55	0,65	0,62
Olio combustibile	0,18	0,17	0,13
GPL	0,14	0,10	0,07
Lubrificanti	0,09	0,09	0,08
Altri prodotti	2,45	1,79	1,77
Extra Europa	0,42	0,42	0,43
GPL	0,41	0,41	0,42
Lubrificanti	0,01	0,01	0,01
Mondo			
Benzina	3,80	3,48	3,29
Gasolio	12,09	11,62	11,13
Jet fuel/Cherosene	2,14	2,25	2,44
Olio combustibile	0,30	0,29	0,26
GPL	1,14	1,09	1,07
Lubrificanti	0,19	0,18	0,17
Cariche petrolchimiche	0,89	1,17	1,02
Altri prodotti	14,04	15,16	14,03
Totale vendite	34,59	35,24	33,41

Vendite di prodotti petroliferi per canale	(milioni di tonnellate)	2014	2015	2016
Rete		6,14	5,96	5,93
Extrarete		7,57	7,84	8,16
		13,71	13,80	14,09
Petrolchimica		0,89	1,17	1,02
Altre vendite		9,89	11,56	10,49
Vendite in Italia		24,49	26,53	25,60
Rete resto d'Europa		3,07	2,93	2,66
Extrarete resto d'Europa		4,60	3,83	3,18
Extrarete mercati extra europei		0,43	0,43	0,43
Rete ed extrarete estero		8,10	7,19	6,27
Altre vendite		2,00	1,52	1,54
Vendite all'estero		10,10	8,71	7,81
TOTALE VENDITE		34,59	35,24	33,41

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2014	2015	2016
Italia		13,71	13,80	14,09
Vendite rete		6,14	5,96	5,93
Benzina		1,71	1,60	1,53
Gasolio		4,07	3,96	3,99
GPL		0,32	0,36	0,36
Altri prodotti		0,04	0,04	0,04
Vendite extrarete		7,57	7,84	8,16
Gasolio		3,54	3,69	3,70
Oli combustibili		0,12	0,12	0,14
GPL		0,28	0,22	0,22
Benzina		0,30	0,38	0,49
Lubrificanti		0,09	0,07	0,08
Bunker		0,91	1,07	1,01
Jet fuel		1,59	1,60	1,82
Altri prodotti		0,74	0,69	0,70
Estero (rete + extrarete)		8,10	7,19	6,27
Benzina		1,80	1,51	1,27
Gasolio		4,48	3,98	3,44
Jet fuel		0,56	0,65	0,62
Oli combustibili		0,18	0,17	0,13
Lubrificanti		0,10	0,10	0,10
GPL		0,55	0,51	0,49
Altri prodotti		0,43	0,27	0,22
TOTALE		21,81	20,99	20,36

Stazioni di servizio	(numero)	2014	2015	2016
Italia		4.592	4.420	4.396
Impianti ordinari		4.468	4.297	4.273
Impianti autostradali		124	123	123
Estero		1.628	1.426	1.226
Germania		469	472	472
Francia		160	154	156
Austria/Svizzera		591	604	598
Europa orientale		408	196	
Impianti che commercializzano prodotti Blu		5.749	4.466	4.405
Impianti "Multi-Energy"		6	6	4
Impianti che commercializzano GPL e metano		1.206	1.176	1.073
Vendite non-oil	(€ milioni)	151	143	146

Erogato medio	(migliaia di litri/numero stazioni di servizio)	2014	2015	2016
Italia		1.534	1.569	1.551
Germania		3.299	3.351	3.325
Francia		2.139	2.244	2.360
Austria/Svizzera		1.891	1.923	1.939
Europa orientale		1.979	1.802	
Erogato medio complessivo		1.725	1.754	1.742

Quote di mercato in Italia	(%)	2014	2015	2016
Rete		25,6	24,5	24,3
Benzina		22,3	21,1	20,7
Gasolio		27,9	26,5	26,4
GPL (per autotrazione)		20,1	22,2	21,6
Lubrificanti		25,1	24,5	38,5
Extrarrete		26,4	27,5	28,3
Gasolio		27,1	27,1	27,1
Oli combustibili		13,6	11,1	18,3
Bunker		39,1	40,8	34,2
Lubrificanti		23,2	19,4	20,5
Quota rete + extrarrete Italia		26,3	26,2	26,6

Quote di mercato rete all'estero	(%)	2014	2015	2016
Centro Europa				
Austria		12,1	12,6	12,4
Svizzera		7,3	8,3	8,3
Germania		3,2	3,3	3,3
Francia		0,8	0,8	0,9
Europa orientale				
Ungheria		11,9	12,1	
Repubblica Ceca		8,9	8,5	
Slovacchia		9,5	9,1	
Slovenia		2,4	2,4	

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2014	2015	2016
Italia		466	349	363
Estero		71	59	58
		537	408	421
Raffinazione, supply e logistica		362	282	298
Italia		357	274	293
Estero		5	8	5
Marketing		175	126	123
Italia		109	75	70
Estero		66	51	53
		537	408	421

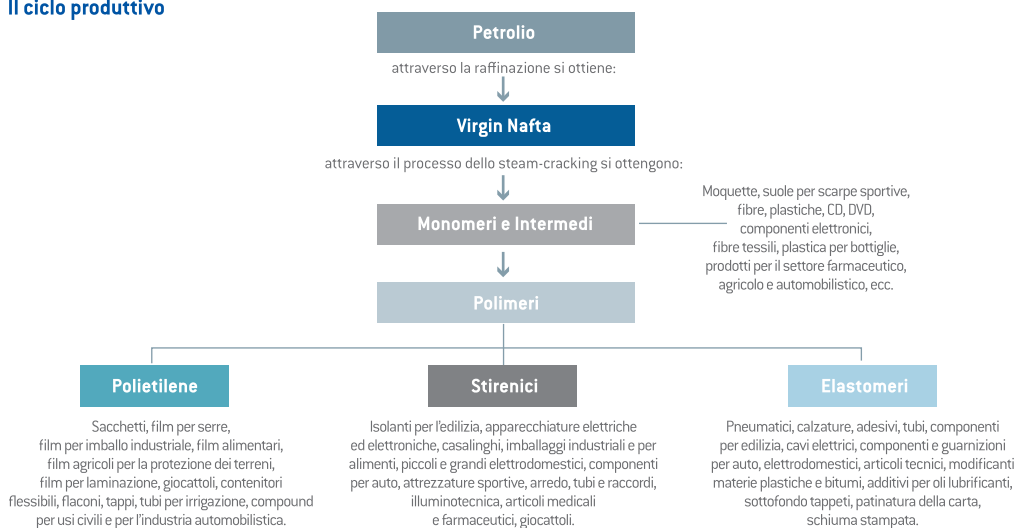
Chimica

Eni attraverso Versalis svolge attività di produzione e commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base e polimeri), potendo contare su una gamma di 250 tecnologie proprietarie, 71 impianti all'avanguardia, nonché di una rete distributiva capillare ed efficiente presente in 21 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 – unica società a filiera integrata europea a produrre a livello industriale e commercializzare prodotti di origine vegetale. 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 e con Solazyme per soluzioni green destinate all'industria petrolifera. Ha inoltre avviato un grande progetto per la produzione di gomma naturale da guayule.

Gli impianti in Italia e in Europa



La rete commerciale



Le attività del settore Chimica sono concentrate principalmente in Italia (Brindisi, Ferrara, Mantova, Porto Marghera, Porto Torres, Priolo, Ragusa, Ravenna) e, nell'Europa Occidentale, in Francia (Dunkerque), in Germania (Oberhausen), in Gran Bretagna (Grangemouth) e in Ungheria (Százhalombatta).

1. Aree di business

Le vendite di prodotti petrolchimici di 3.759 mila tonnellate sono in leggera riduzione rispetto al 2015 (-42 mila tonnellate; -1,1%) a causa principalmente della stagnazione della domanda in Europa. Le flessioni più significative si sono registrate nel polietilene (-9,8%) e negli stirenici (-9,1%) a causa delle minori produzioni per fermate agli impianti di Ragusa e Mantova, in parte compensate dalle maggiori vendite di derivati tra gli intermedi (+14,8%) e di elastomeri (+6,7%), trainate dalla ripresa della domanda del settore Tyre. I prezzi medi unitari sono stati complessivamente inferiori del 10% rispetto al 2015. I prezzi dei monomeri, in particolare del butadiene (-2%) e del benzene (-6%), riflettono la debolezza del mercato e la sovraccapacità produttiva. Nel business Polimeri, in diminuzione sia i prezzi degli stirenici (-6,3%), penalizzati dal calo delle quotazioni delle materie prime, sia degli elastomeri (-6,7%), che hanno risentito della competizione di prezzo dei prodotti di importazione asiatica. In calo anche i prezzi del polietilene (-3,2%). Le produzioni di prodotti petrolchimici di 5.646 mila tonnellate sono diminuite di 54 mila tonnellate (-0,9%) per effetto principalmente del calo registrato nel business del polietilene (-8,6%) a causa della contrazione della domanda; negli stirenici (-7,2%) a causa delle fermate programmate e non programmate degli impianti di Mantova. In controtendenza le produzioni di derivati (+10,2%) e degli elastomeri (+7,1%) per il recupero delle vendite rispetto allo scorso anno. Le principali flessioni produttive si sono registrate presso i siti di Ragusa (-45%) per un disservizio occorso allo stabilimento, di Ravenna e Dunkerque (olefine), Ferrara (elastomeri) e Mantova (stirene) per effetto delle fermate programmate degli impianti. In miglioramento le produzioni di Brindisi (+15,7%) e Grangemouth (+20,7%), per l'entrata in marcia della nuova linea di produzione di gomma butadiene-based. La capacità produttiva nominale è in linea con il 2015. Il tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, è risultato pari al 71,4% leggermente inferiore al dato del 2015 (72,7%).

2. 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 (€1.688 milioni) sono in flessione dell'11,1% (-€211 milioni rispetto al 2015) a causa del calo delle quotazioni dei prodotti petroliferi che condizionano i prezzi medi unitari dei principali prodotti della business Unit. Le vendite sono aumentate del 4,6%, in particolare di Etilene (+19,3%). In aumento del 14,8% anche i volumi commercializzati di derivati grazie all'effetto combinato di aumento della domanda e maggiore disponibilità di prodotto. I prezzi medi unitari di vendita sono calati complessivamente dell'11,1%, con una riduzione del 7% dei prezzi degli aromatici (in particolare del benzene), del 7,7% dei derivati e del 17,8% delle olefine, alla luce della debolezza di mercato e della sovraccapacità produttiva in Europa. Le produzioni di Intermedi (3.417 migliaia di tonnellate) hanno registrato un aumento del 2,5% rispetto al 2015: in aumento gli aromatici (+2,7%) e i derivati (+10,2%), stabili le olefine (+0,8%).

3. Polimeri

Nel business dei polimeri Versalis è attiva nella produzione di:

- polietilene, che costituisce circa il 40% della produzione mondiale del volume totale di materie plastiche. Nello specifico il polietilene è un materiale plastico di base usato dalle industrie trasformatrici per realizzare un'ampia gamma di prodotti;
- 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 (€2.380 milioni) sono diminuiti dell'11,5% (-€310 milioni rispetto al 2015) per effetto principalmente del calo dei prezzi medi unitari (-5,5%) e dei volumi venduti (-6,7%) trainati dalla persistente debolezza della domanda nei mercati di sbocco automotive e dei bassi prezzi dei prodotti provenienti dal mercato asiatico. Tale performance è stata inoltre penalizzata dal calo dei prezzi medi degli stirenici (-6,3%), con volumi di vendita in contrazione del 9,1%, anche per effetto delle minori produzioni dovute alla fermata dell'impianto di Mantova. In diminuzione i volumi di vendita (-9,8%) ed i prezzi medi (-3,2%) del polietilene.

Nelle vendite degli elastomeri, si è registrata una ripresa in tutti i segmenti: gomme commodities (BR +12,6%), SBR (+7,8%), gomme termoplastiche (+5,9%), gomme speciali EPDM (+3,6%) e lattici (+2%). La flessione dei volumi degli stirenici è attribuibile in particolare ai minori volumi commercializzati di polistirolo compatto (-13,8%), per effetto di una debole domanda nei settori del packaging alimentare, del monouso e dell'edilizia, e di polistirolo espandibile (-14,4%), solo in parte compensati da maggiori vendite di ABS e SAN (+11,4%) trainate dalla ripresa della domanda e di stirolo monomero (+5,9%). Complessivamente in calo i volumi venduti di polietilene (-9,8%) a causa delle minori vendite principalmente di EVA (-10,6%) e LDPE (-24,4%). In aumento i volumi di HDPE (+7,8%). Le produzioni dei polimeri (2.229 mila tonnellate) si riducono del 5,8% rispetto al 2015. In calo le produzioni degli stirenici (-7,2%), a seguito della fermata programmata dell'impianto di Mantova con minori volumi prodotti di stirolo (-6,4%) e di polistirolo compatto (-11,2%), parzialmente compensate dalle maggiori produzioni di ABS/SAN (+9,9%). In diminuzione le produzioni di polietilene (-8,6%) a causa delle fermate programmate presso i siti di Ragusa, Ferrara e Dunkerque solo in parte compensati da maggiori produzioni di HDPE (+9,4%). In aumento le produzioni nel business elastomeri (+7,1%), in particolare delle gomme BR (+15,2%), trainate dall'aumento complessivo dei volumi venduti rispetto allo scorso anno.

Disponibilità di prodotti	(milioni di tonnellate)	2014	2015	2016
Intermedi		2.972	3.334	3.417
Polimeri		2.311	2.366	2.229
Produzioni		5.283	5.700	5.646
Consumi e perdite		(2.292)	(1.908)	(2.166)
Acquisti e variazioni rimanenze		472	9	279
		3.463	3.801	3.759

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica	(€ milioni)	2014	2015	2016
Italia		2.565	2.154	1.930
Resto d'Europa		2.433	2.326	2.107
Asia		157	162	99
America		105	61	53
Africa		10	13	7
Altre aree		14		
		5.284	4.716	4.196

Ricavi della gestione caratteristica per prodotto	(€ milioni)	2014	2015	2016
Olefine		1.305	1.275	1.087
Aromatici		610	327	290
Intermedi		394	297	311
Elastomeri		628	543	539
Stirenici		745	764	647
Polietilene		1.428	1.383	1.194
Altro		174	126	128
		5.284	4.716	4.196

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2014	2015	2016
		282	220	243
di cui:				
- manutenzione		26	33	34
- efficienza impiantistica		161	141	162
- HSE		30	36	37
- recupero energetico		28	3	5

Dati Economico-Finanziari

Conto economico	(€ milioni)	2014	2015	2016
Ricavi della gestione caratteristica		98.218	72.286	55.762
Altri ricavi e proventi		1.079	1.252	931
Totale ricavi		99.297	73.538	56.693
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(77.404)	(56.848)	(44.124)
Costo lavoro		(2.929)	(3.119)	(2.994)
Totale costi operativi		(80.333)	(59.967)	(47.118)
Altri proventi (oneri) operativi		145	(485)	16
Ammortamenti		(7.676)	(8.940)	(7.559)
Svalutazioni (riprese di valore) nette		(1.270)	(6.534)	475
Radiazioni		(1.198)	(688)	(350)
Utile (perdita) operativo		8.965	(3.076)	2.157
Proventi (oneri) finanziari netti		(1.167)	(1.306)	(885)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni		476	105	(380)
Utile (perdita) prima delle imposte		8.274	(4.277)	892
Imposte sul reddito		(6.466)	(3.122)	(1.936)
Tax rate (%)		78,1
Utile (perdita) netto - continuing operations		1.808	(7.399)	(1.044)
di competenza:				
- azionisti Eni		1.720	(7.952)	(1.051)
- interessenze di terzi		88	553	7
Utile (perdita) netto - discontinued operations		(949)	(1.974)	(413)
di competenza:				
- azionisti Eni		(417)	(826)	(413)
- interessenze di terzi		(532)	(1.148)	
Utile (perdita) netto		859	(9.373)	(1.457)
di competenza:				
- azionisti Eni		1.303	(8.778)	(1.464)
- interessenze di terzi		(444)	(595)	7
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations		1.720	(7.952)	(1.051)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		1.008	782	(120)
Esclusione special item		1.471	8.487	831
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations		4.199	1.317	(340)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - discontinued operations		(343)	(642)	
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		3.856	675	(340)

Misure di risultato su base standalone	(€ milioni)	2014	2015	2016
Utile (perdita) operativo - continuing operations		8.965	(3.076)	2.157
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		1.460	1.136	(175)
Esclusione special item		1.912	7.648	333
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations		12.337	5.708	2.315
Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations		(1.114)	(1.222)	
Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations su base standalone		11.223	4.486	2.315
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations		1.720	(7.952)	(1.051)
Eliminazione (utile) perdita di magazzino		1.008	782	(120)
Esclusione special item		1.471	8.487	831
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations		4.199	1.317	(340)
Ripristino elisioni transazioni intercompany vs. discontinued operations		(476)	(514)	
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni su base standalone		3.723	803	(340)
Tax rate (%)		65,9	82,4	120,6

Stato patrimoniale	(€ milioni)	31 Dic. 2014	31 Dic. 2015	31 Dic. 2016
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari		75.991	68.005	70.793
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.581	909	1.184
Attività immateriali		4.420	3.034	3.269
Partecipazioni		5.187	3.513	4.316
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		1.881	2.273	1.932
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(1.971)	(1.284)	(1.765)
		87.089	76.450	79.729
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze		7.555	4.579	4.637
Crediti commerciali		19.709	12.616	11.186
Debiti commerciali		(15.015)	(9.605)	(11.038)
Debiti tributari e fondo imposte netto		(3.330)	(4.137)	(3.073)
Fondi per rischi e oneri		(15.882)	(15.375)	(13.896)
Altre attività (passività) di esercizio		222	1.827	1.171
		(6.741)	(10.095)	(11.013)
Fondi per benefici ai dipendenti		(1.313)	(1.123)	(868)
Discontinued operations e attività destinate alla vendita e connesso indebitamento finanziario netto		291	9.048	14
CAPITALE INVESTITO NETTO		79.326	74.280	67.862
Patrimonio netto				
di competenza: - azionisti Eni		63.186	55.493	53.037
- interessenze di terzi		2.455	1.916	49
		65.641	57.409	53.086
Indebitamento finanziario netto		13.685	16.871	14.776
COPERTURE		79.326	74.280	67.862

Rendiconto finanziario riclassificato	(€ milioni)	2014	2015	2016
Utile (perdita) netto - continuing operations		1.808	(7.399)	(1.044)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altri componenti non monetari		10.898	17.216	7.773
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(224)	(577)	(48)
- dividendi, interessi e imposte		6.600	3.215	2.229
Variazione del capitale di esercizio		2.199	4.781	2.112
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(6.812)	(4.361)	(3.349)
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		14.469	12.875	7.673
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		273	(1.226)	
Flusso di cassa netto da attività operativa		14.742	11.649	7.673
Investimenti tecnici - continuing operations		(11.178)	(10.741)	(9.180)
Investimenti tecnici - discontinued operations		(694)	(561)	
Investimenti tecnici		(11.872)	(11.302)	(9.180)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(408)	(228)	(1.164)
Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		3.684	2.258	1.054
Altre variazioni relative all'attività di investimento		435	(1.351)	465
Free cash flow		6.581	1.026	(1.152)
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(414)	(300)	5.271
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(628)	2.126	(766)
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.434)	(3.477)	(2.885)
Variazione area di consolidamento, differenze cambio sulle disponibilità e disponibilità relative alle discontinued operations		78	(780)	(3)
FLUSSO DI CASSA NETTO		1.183	(1.405)	465
FLUSSO DI CASSA NETTO DELLE CONTINUING OPERATIONS SU BASE STANDALONE		13.544	12.155	7.673

Variazione indebitamento finanziario netto	(€ milioni)	2014	2015	2016
Free cash flow		6.581	1.026	(1.152)
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(19)		
Debiti e crediti finanziari società disinvestite			83	5.848
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(850)	(818)	284
Flusso di cassa del capitale proprio		(4.434)	(3.477)	(2.885)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		1.278	(3.186)	2.095

Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	2014	2015	2016
Exploration & Production		28.488	21.436	16.089
Gas & Power		73.434	52.096	40.961
Refining & Marketing e Chimica		28.994	22.639	18.733
Corporate e altre attività		1.429	1.468	1.343
Effetto eliminazione utili interni		54		
Elisioni di consolidamento		(34.181)	(25.353)	(21.364)
		98.218	72.286	55.762

Ricavi da terzi	(€ milioni)	2014	2015	2016
Exploration & Production		11.870	9.321	6.378
Gas & Power		59.183	42.179	32.063
Refining & Marketing e Chimica		26.952	20.632	17.128
Corporate e altre attività		159	154	193
Effetto eliminazione utili interni		54		
		98.218	72.286	55.762

Ricavi per area geografica di destinazione	(€ milioni)	2014	2015	2016
Italia		29.234	24.405	21.280
Resto dell'Unione Europea		29.298	20.730	15.808
Resto dell'Europa		11.975	7.125	4.804
Americhe		5.763	4.217	3.212
Asia		12.840	9.086	5.619
Africa		8.786	6.482	4.865
Altre aree		322	241	174
Totale estero		68.984	47.881	34.482
		98.218	72.286	55.762

Ricavi per area geografica di origine	(€ milioni)	2014	2015	2016
Italia		66.763	47.287	37.515
Resto dell'Unione Europea		12.470	9.996	7.899
Resto dell'Europa		3.215	2.561	1.560
Africa		10.024	7.630	5.496
Americhe		3.528	2.893	2.257
Asia		1.912	1.687	862
Altre aree		306	232	173
Totale estero		31.455	24.999	18.247
		98.218	72.286	55.762

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(€ milioni)	2014	2015	2016
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		60.987	39.812	27.783
Costi per servizi		12.414	13.197	12.727
Costi per godimento di beni di terzi		2.655	2.205	1.672
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri		340	644	505
Oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting		409	278	240
Altri oneri		918	1.135	1.512
<i>a dedurre:</i>				
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		(319)	(423)	(315)
		77.404	56.848	44.124

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione	(€ migliaia)	2014	2015	2016
Revisione contabile		27.607	33.752	21.433
Servizi di audit		1.287	1.138	1.874
Servizi di consulenza fiscale		11	3	
		28.905	34.893	23.307

Costo lavoro	(€ milioni)	2014	2015	2016
Salari e stipendi		2.590	2.648	2.491
Oneri sociali		445	453	445
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti		73	85	81
Altri costi		160	182	202
<i>a dedurre:</i>				
incrementi per lavori interni		(339)	(249)	(225)
		2.929	3.119	2.994

Ammortamenti, svalutazioni (riprese di valore) nette e radiazioni	(€ milioni)	2014	2015	2016
Exploration & Production		6.916	8.080	6.772
Gas & Power		335	363	354
Refining & Marketing e Chimica		381	454	389
Corporate e altre attività		70	71	72
Effetto eliminazione utili interni		(26)	(28)	(28)
Totale ammortamenti		7.676	8.940	7.559
Exploration & Production		851	5.212	(700)
Gas & Power		25	152	81
Refining & Marketing e Chimica		380	1.150	104
Corporate e altre attività		14	20	40
Svalutazioni (riprese di valore) nette		1.270	6.534	(475)
Amortamenti, svalutazioni (riprese di valore) nette		8.946	15.474	7.084
Radiazioni		1.198	688	350
		10.144	16.162	7.434

Utile operativo per settore	(€ milioni)	2014	2015	2016
Exploration & Production		10.727	(959)	2.567
Gas & Power		64	(1.258)	(391)
Refining & Marketing e Chimica		(2.811)	(1.567)	723
Corporate e altre attività		(518)	(497)	(681)
Effetto eliminazione utili interni		1.503	1.205	(61)
		8.965	(3.076)	2.157

Non-GAAP measure

Indicatori alternativi di performance

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Measure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special item) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Inoltre è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted. Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria NON-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle NON-GAAP measures.

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

Utile operativo e utile netto adjusted

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

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrétion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

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

In considerazione dell'importanza delle discontinued operations nei dati economico-finanziari 2015 utilizzati per il confronto, le misure di risultato adjusted, al fine di rimuovere le distorsioni dell'accounting dello IFRS5, escludono, oltre ai descritti utile/perdita di magazzino e special item, del tutto e non limitatamente a quello relativo ai rapporti con terzi, il contributo di Saipem alle continuing operations, pertanto tali misure assumono il totale deconsolidamento delle realtà in discontinuazione e sono denominate: utile operativo adjusted standalone, utile netto adjusted standalone, flusso di cassa netto da attività operativa 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.

ROACE

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto 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.

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 fi-

nanziari), 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 a livello di settore di attività e la riconciliazione con l'utile netto di competenza Eni delle continuing operations.

2014

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

(a) Escludono gli special item.

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 degli special item:													
oneri ambientali			137	88			225				225		225
svalutazioni (riprese di valore) nette	5.212	152	1.150	20	590		7.124	(590)		(590)	6.534		6.534
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
di competenza:													
- interessenze 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.

2016

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS	CONTINUING OPERATIONS
(€ 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 degli special item:								
oneri ambientali		1	104	88		193		193
svalutazioni (riprese di valore) nette	(684)	81	104	40		(459)		(459)
radiazioni pozzi esplorativi per abbandono progetti	7					7		7
plusvalenze nette su 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 (%)	29,7	..	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.

	(€ milioni)	2014	2015	2016
Flusso di cassa netto da attività operativa		14.742	11.649	7.673
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		273	(1.226)	
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		14.469	12.875	7.673
Rispristino elisioni intercompany verso discontinued operations		(925)	(720)	
FLUSSO DI CASSA NETTO DELLE CONTINUING OPERATIONS SU BASE STANDALONE		13.544	12.155	7.673

Dettaglio degli special item	(€ milioni)	2014	2015	2016
Special item dell'utile (perdita) operativo		2.364	8.251	333
- oneri ambientali		179	225	193
- svalutazioni (riprese di valore) nette		1.692	7124	(459)
- radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti			169	7
- plusvalenze nette su cessione di asset		(22)	(406)	(10)
- accantonamenti a fondo rischi		(10)	211	151
- oneri per incentivazione all'esodo		9	42	47
- derivati su commodity		(16)	164	(427)
- differenze e derivati su cambi		229	(63)	(19)
- altro		303	785	850
Oneri (proventi) finanziari		203	292	166
di cui:				
riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		(229)	63	19
Oneri (proventi) su partecipazioni		(189)	488	817
di cui:				
plusvalenza da cessione		(159)	(33)	(57)
svalutazioni (riprese di valore) di partecipazioni		(38)	506	896
Imposte sul reddito		(300)	(7)	(72)
di cui:				
svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane		976	880	170
altri proventi netti di imposta		(824)		
adeguamento fiscalità differite su PSA		69		
svalutazioni nette imposte differite estero upstream			860	6
fiscalità su special item dell'utile (perdita) operativo e altro		(521)	(1.747)	(248)
Totale special item dell'utile (perdita) netto		2.078	9.024	1.244
di competenza:				
- interessenze di terzi		533	353	
- azionisti Eni		1.545	8.671	1.244

Utile operativo adjusted per settore	(€ milioni)	2014	2015	2016
Exploration & Production		11.679	4.182	2.494
Gas & Power		168	(126)	(390)
Refining & Marketing e Chimica		(412)	695	583
Corporate e altre attività		(443)	(369)	(452)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato		1.345	1.326	80
		12.337	5.708	2.315

Utile netto adjusted per settore	(€ milioni)	2014	2015	2016
Exploration & Production		4.569	991	508
Gas & Power		86	(168)	(330)
Refining & Marketing e Chimica		(319)	512	419
Corporate e altre attività		(852)	(663)	(991)
Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidamento		1.255	1.250	61
		4.739	1.922	(333)
di cui:				
Utile (perdita) netto adjusted di terzi azionisti		540	605	7
Utile (perdita) netto adjusted di competenza degli azionisti di Eni		4.199	1.317	(340)

Proventi (oneri) finanziari netti	(€ milioni)	2014	2015	2016
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto		(802)	(814)	(726)
- Interessi e altri oneri su debiti finanziari a breve e lungo termine		(871)	(838)	(757)
- Interessi attivi verso banche		19	19	15
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		24	3	(21)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa		26	2	37
Proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati		165	160	(482)
- Strumenti finanziari derivati su valute		51	96	(494)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse		46	31	(12)
- Opzioni		68	33	24
Differenze di cambio		(415)	(354)	676
Altri proventi (oneri) finanziari		(278)	(464)	(459)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		74	120	143
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(293)	(291)	(312)
- Altri proventi (oneri) finanziari		(59)	(293)	(290)
		(1.330)	(1.472)	(991)
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		163	166	106
		(1.167)	(1.306)	(885)

Proventi (oneri) netti su partecipazioni	(€ milioni)	2014	2015	2016
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto		188	150	77
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto		(77)	(615)	(370)
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessioni		160	164	(14)
Dividendi		385	402	143
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto		(1)	(6)	(33)
Altri proventi (oneri) netti		(179)	10	(183)
		476	105	(380)

Immobilizzazioni materiali	(€ milioni)	2014	2015	2016
Immobilizzazioni materiali lorde				
Exploration & Production		135.385	154.064	165.559
Gas & Power		5.985	6.169	6.276
Refining & Marketing e Chimica		23.425	23.818	24.119
Ingegneria & Costruzioni		13.657		
Corporate e altre attività		2.201	1.854	1.886
Effetto eliminazione utili interni		(572)	(656)	(568)
		180.081	185.249	197.272
Immobilizzazioni materiali nette				
Exploration & Production		60.683	61.495	64.428
Gas & Power		1.985	1.882	1.692
Refining & Marketing e Chimica		5.653	4.664	4.642
Ingegneria & Costruzioni		7.616		
Corporate e altre attività		452	418	368
Effetto eliminazione utili interni		(398)	(454)	(337)
		75.991	68.005	70.793

Investimenti	(€ milioni)	2014	2015	2016
Exploration & Production		10.156	9.980	8.254
Gas & Power		172	154	120
Refining & Marketing e Chimica		819	628	664
Corporate e altre attività		113	64	55
Effetto eliminazione utili interni		(82)	(85)	87
Investimenti tecnici - continuing operations		11.178	10.741	9.180
Investimenti tecnici - discontinued operations		694	561	
Investimenti tecnici		11.872	11.302	9.180
Investimenti in partecipazioni		408	228	1.164
Investimenti		12.280	11.530	10.344

Investimenti tecnici per area geografica di localizzazione	(€ milioni)	2014	2015	2016
Italia		1.730	1.303	1.163
Resto dell'Unione Europea		571	444	331
Resto dell'Europa		1.346	1.101	460
Africa		4.658	5.009	5.004
America		1.039	674	233
Asia		1.717	2.186	1.978
Altre aree		117	24	11
Totale estero		9.448	9.438	8.017
Investimenti tecnici - continuing operations		11.178	10.741	9.180
Italia		27	17	
Resto dell'Unione Europea		256	264	
Resto dell'Europa		32	50	
Africa		31	11	
America		126	53	
Asia		187	140	
Altre aree		35	26	
Totale estero		667	544	
Investimenti tecnici - discontinued operations		694	561	
Investimenti tecnici		11.872	11.302	9.180

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
2014					
Breve termine	6.575	(6.614)	(5.037)	(555)	(5.631)
Lungo termine	19.316				19.316
	25.891	(6.614)	(5.037)	(555)	13.685
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
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

Personale

Personale a fine periodo	(numero)	2014	2015	2016
Exploration & Production	Italia	4.534	4.572	4.608
	Esteri	8.243	8.249	7.886
		12.777	12.821	12.494
Gas & Power	Italia	2.067	2.023	2.032
	Esteri	2.494	2.461	2.229
		4.561	4.484	4.261
Refining & Marketing e Chimica	Italia	9.286	8.635	8.577
	Esteri	2.598	2.360	2.281
		11.884	10.995	10.858
Corporate e altre attività	Italia	5.320	5.650	5.693
	Esteri	304	246	229
		5.624	5.896	5.922
Totale occupazione a fine periodo	Italia	21.207	20.880	20.910
	Esteri	13.639	13.316	12.626
		34.846	34.196	33.536
di cui dirigenti		1.068	1.054	1.017

Dettaglio per qualifica	(numero)	2014	2015	2016
Dirigenti		1.068	1.054	1.017
Quadri		9.103	9.295	9.244
Impiegati		18.229	17.897	17.232
Operai		6.446	5.950	6.043
Totale		34.846	34.196	33.536

Informazioni supplementari sulle attività Oil & Gas

Riserve di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2016 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 42,8 \$/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo. Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione¹ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti². Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2016 da Ryder Scott Company, DeGolyer and MacNaughton e Gaffney, Cline & Associates² hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2016 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 41% delle riserve Eni al 31 dicembre 2016³.

Nel triennio 2014-2016 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 94% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2016 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Zubair (Iraq), Bu Attifel (Libia) e CAFC-MLE (Algeria).

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolute in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 50%, il 52% e il 59% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2014, 2015 e 2016. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, il 5% e il 5% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2014, 2015 e 2016. Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano lo 0,6%, lo 0,6% e lo 1,8% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2014, 2015 e 2016; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2014, 2015 e 2016.

(1) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott e dal 2015 la società Gaffney, Cline & Associates.

(2) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2016".

(3) Include le riserve delle società in joint venture e collegate.

Riserve certe di idrocarburi

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di boe)									
2014									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2013	499	557	1.783	1.155	1.035	263	240	176	5.708
di cui: sviluppate	408	343	1.003	701	566	90	153	123	3.387
non sviluppate	91	214	780	454	469	173	87	53	2.321
Acquisizioni		4							4
Revisioni di precedenti stime	68	53	154	110	64	45	26	(7)	513
Miglioramenti di recupero assistito			3	1	2				6
Estensioni e nuove scoperte	1	1	5	98		11	8		124
Produzione	(65)	(70)	(205)	(118)	(32)	(34)	(42)	(9)	(575)
Cessioni		(1)		(7)					(8)
Riserve al 31 dicembre 2014	503	544	1.740	1.239	1.069	285	232	160	5.772
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2013			19	75		7	726		827
di cui: sviluppate			19			3	18		40
non sviluppate				75		4	708		787
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			(1)	7			5		11
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(2)	(1)		(2)	(3)		(8)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2014			16	81		5	728		830
Riserve al 31 dicembre 2014	503	544	1.756	1.320	1.069	290	960	160	6.602
Sviluppate	401	335	919	725	589	115	214	135	3.433
consolidate	401	335	904	702	589	112	188	135	3.366
joint venture e collegate			15	23		3	26		67
Non sviluppate	102	209	837	595	480	175	746	25	3.169
consolidate	102	209	836	537	480	173	44	25	2.406
joint venture e collegate			1	58		2	702		763

Riserve certe di idrocarburi

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di boe)									
2015									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2014	503	544	1.740	1.239	1.069	285	232	160	5.772
di cui: sviluppate	401	335	904	702	589	112	188	135	3.366
non sviluppate	102	209	836	537	480	173	44	25	2.406
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	23	19	168	169	164	163	76	(1)	781
Miglioramenti di recupero assistito			2						2
Estensioni e nuove scoperte	1		24	14		21	6		66
Produzione	(62)	(68)	(240)	(124)	(35)	(47)	(44)	(9)	(629)
Cessioni				(16)			(1)		(17)
Riserve al 31 dicembre 2015	465	495	1.694	1.282	1.198	422	269	150	5.975
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2014			16	81		5	728		830
di cui: sviluppate			15	23		3	26		67
non sviluppate			1	58		2	702		763
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				6		1	91		98
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(2)			(2)	(9)		(13)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2015			14	87		4	810		915
Riserve al 31 dicembre 2015	465	495	1.708	1.369	1.198	426	1.079	150	6.890
Sviluppate	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

Riserve certe di idrocarburi

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	*Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di boe)										
2016										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2015	465	495	1.694	500	1.282	1.198	422	269	150	5.975
di cui: sviluppate	362	404	1.010	380	764	689	159	217	115	3.720
non sviluppate	103	91	684	120	518	509	263	52	35	2.255
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(62)	1	90	(20)	157	63	111	1	4	365
Miglioramenti di recupero assistito		1	1							2
Estensioni e nuove scoperte		2	882	881			3			887
Produzione	(49)	(73)	(235)	(68)	(122)	(40)	(45)	(43)	(9)	(616)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016	354	426	2.432	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	2.446	1.293	1.399	1.221	493	1.006	145	7.490
Sviluppate	287	374	971	352	835	966	177	554	111	4.275
consolidate	287	374	957	352	809	966	175	205	111	3.884
joint venture e collegate			14		26		2	349		391
Non sviluppate	67	52	1.475	941	564	255	316	452	34	3.215
consolidate	67	52	1.475	941	508	255	316	22	34	2.729
joint venture e collegate					56			430		486

Riserve certe di petrolio

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di barili)									
2014									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
di cui: sviluppate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
non sviluppate	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
Acquisizioni		1							1
Revisioni di precedenti stime	49	35	32	70	35	16	22	(7)	252
Miglioramenti di recupero assistito			3	1	2				6
Estensioni e nuove scoperte	1		2	36			5		44
Produzione	(27)	(34)	(91)	(84)	(19)	(13)	(27)	(2)	(297)
Cessioni		(1)		(7)					(8)
Riserve al 31 dicembre 2014	243	331	776	739	697	131	147	13	3.077
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2013			16	15		1	116		148
di cui: sviluppate			16				19		35
non sviluppate				15		1	97		113
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			(1)	3			5		7
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)	(1)			(4)		(6)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2014			14	17		1	117		149
Riserve al 31 dicembre 2014	243	331	790	756	697	132	264	13	3.226
Sviluppate	184	174	534	477	306	64	142	12	1.893
consolidate	184	174	521	470	306	64	116	12	1.847
joint venture e collegate			13	7			26		46
Non sviluppate	59	157	256	279	391	68	122	1	1.333
consolidate	59	157	255	269	391	67	31	1	1.230
joint venture e collegate			1	10		1	91		103

Riserve certe di petrolio

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di barili)									
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 petrolio

(milioni di boe)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	*Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2015	228	305	821	327	787	771	262	189	9	3.372
di cui: sviluppate	171	237	542	230	511	355	126	149	9	2.100
non sviluppate	57	68	279	97	276	416	136	40		1.272
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(35)	(4)	(7)	(26)	113	20	73	(1)	1	160
Miglioramenti di recupero assistito		1	1							2
Estensioni e nuove scoperte		2	9	8						11
Produzione	(17)	(40)	(89)	(28)	(91)	(24)	(28)	(25)	(1)	(315)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	735	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	748	281	824	767	307	303	9	3.398
Sviluppate	132	228	505	205	515	556	124	165	8	2.233
consolidate	132	228	492	205	507	556	124	143	8	2.190
joint venture e collegate			13		8			22		43
Non sviluppate	44	36	243	76	309	211	183	138	1	1.165
consolidate	44	36	243	76	302	211	183	20	1	1.040
joint venture e collegate					7			118		125

Riserve certe di gas naturale

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di metri cubi)									
2014									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
di cui: sviluppate	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
non sviluppate	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	167.063
Acquisizioni		607							607
Revisioni di precedenti stime	3.189	2.790	18.923	6.054	4.685	4.414	638	(37)	40.656
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte		8	549	9.646		1.683	464		12.350
Produzione	(6.034)	(5.531)	(17.765)	(5.245)	(2.074)	(3.208)	(2.253)	(1.143)	(43.253)
Cessioni		(19)		(6)					(25)
Riserve al 31 dicembre 2014	40.484	33.196	149.869	77.651	58.013	23.978	13.246	22.821	419.258
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2013			421	9.350		803	94.955		105.529
di cui: sviluppate			418			382	151		951
non sviluppate			3	9.350		421	94.804		104.578
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			53	713		(54)	(3)		709
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(55)	(106)		(239)	(9)		(409)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2014			419	9.957		510	94.943		105.829
Riserve al 31 dicembre 2014	40.484	33.196	150.288	87.608	58.013	24.488	108.189	22.821	525.087
Sviluppate	33.754	25.125	60.170	38.520	43.966	7.666	11.286	19.102	239.589
consolidate	33.754	25.125	59.755	35.980	43.966	7.393	11.141	19.102	236.216
joint venture e collegate			415	2.540		273	145		3.373
Non sviluppate	6.730	8.071	90.118	49.088	14.047	16.822	96.903	3.719	285.498
consolidate	6.730	8.071	90.114	41.671	14.047	16.585	2.105	3.719	183.042
joint venture e collegate			4	7.417		237	94.798		102.456

Riserve certe di gas naturale

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di metri cubi)									
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

Riserve certe di gas naturale

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	*Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(milioni di metri cubi)										
2016										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2015	36.905	29.594	135.881	26.817	76.856	66.649	24.864	12.419	21.793	404.961
di cui: sviluppate	29.757	26.034	72.668	23.264	39.367	51.832	5.225	10.549	16.562	251.994
non sviluppate	7.148	3.560	63.213	3.553	37.489	14.817	19.639	1.870	5.231	152.967
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(4.374)	495	14.040	710	6.324	6.334	5.657	228	352	29.056
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte			134.986	134.980			421	5		135.412
Produzione	(4.883)	(5.200)	(22.719)	(6.191)	(4.811)	(2.634)	(2.547)	(2.659)	(1.181)	(46.634)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	262.188	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	262.602	156.316	88.790	70.349	28.544	108.626	20.964	632.412
Sviluppate	23.925	22.674	72.098	22.630	49.696	63.391	8.060	60.025	15.822	315.691
consolidate	23.925	22.674	71.684	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	190.504	133.686	39.094	6.958	20.484	48.601	5.142	316.721
consolidate	3.723	2.215	190.504	133.686	31.600	6.958	20.484	413	5.142	261.039
joint venture e collegate					7.494			48.188		55.682

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(€ milioni)									
2014									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.028	2.721	2.010	4.716	346	589	1.691	67	15.168
- vendite a terzi		596	7.415	1.369	976	774	129	299	11.558
Totale ricavi	3.028	3.317	9.425	6.085	1.322	1.363	1.820	366	26.726
Costi operativi	(423)	(687)	(694)	(935)	(208)	(223)	(357)	(124)	(3.651)
Imposte sulla produzione	(293)		(291)	(648)		(33)		(15)	(1.280)
Costi di ricerca	(36)	(245)	(72)	(681)		(204)	(171)	(69)	(1.478)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(819)	(1.082)	(1.330)	(1.985)	(90)	(860)	(1.295)	(175)	(7.636)
Altri (oneri) proventi	(184)	(96)	(773)	(358)	(251)	(124)	(78)	(30)	(1.894)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.273	1.207	6.265	1.478	773	(81)	(81)	(47)	10.787
Imposte sul risultato	(503)	(785)	(3.992)	(1.155)	(291)	(102)	29	43	(6.756)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	770	422	2.273	323	482	(183)	(52)	(4)	4.031
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			19			87	232		338
Totale ricavi			19			87	232		338
Costi operativi			(11)			(11)	(27)		(49)
Imposte sulla produzione			(3)				(94)		(97)
Costi di ricerca		(1)	(2)			(31)	(1)		(35)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(2)			(40)	(60)		(103)
Altri (oneri) proventi		(1)	1	(32)		(3)	(41)		(76)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(3)	2	(32)		2	9		(22)
Imposte sul risultato			(2)			(23)	(18)		(43)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		(3)		(32)		(21)	(9)		(65)

(a) Include svalutazioni di attività per €851 milioni.

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(€ milioni)									
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 di attività per €5.051 milioni.

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	*Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.217	1.673	941	9	3.178	252	1.027	833	4	9.125
- vendite a terzi		432	4.312	1.471	485	606	114	102	165	6.216
Totale ricavi	1.217	2.105	5.253	1.480	3.663	858	1.141	935	169	15.341
Costi operativi	(311)	(599)	(807)	(356)	(968)	(269)	(215)	(325)	(49)	(3.543)
Imposte sulla produzione	(96)		(176)		(282)		(17)		(5)	(576)
Costi di ricerca	(35)	(40)	(87)	(42)	(142)		(39)	(28)	(3)	(374)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(923)	(943)	(1.366)	(691)	(1.093)	(129)	(952)	(480)	(67)	(5.953)
Altri (oneri) proventi	(342)	(232)	(466)	(265)	(917)	(57)	(130)	(120)	(8)	(2.272)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(490)	291	2.351	126	261	403	(212)	(18)	37	2.623
Imposte sul risultato	159	(1)	(1.707)	(89)	97	(139)	32	(9)	(9)	(1.577)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(331)	290	644	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 svalutazioni (riprese di valore) nette per -€700 milioni.

Costi capitalizzati

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	*Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2015										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	15.280	15.110	26.904		35.241	3.364	10.424	16.156	2.037	124.516
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	297	444		2.443	1	1.229	874	203	5.509
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	355	42	1.758		1.318	112	34	74	15	3.708
Immobilizzazioni in corso	1.114	3.501	2.280		4.932	8.900	1.665	729	123	23.244
Costi capitalizzati lordi	16.767	18.950	31.386		43.934	12.377	13.352	17.833	2.378	156.977
Fondi ammortamento e svalutazione	(12.184)	(11.431)	(20.268)		(25.235)	(1.422)	(9.691)	(13.344)	(1.122)	(94.697)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	4.583	7.519	11.118		18.699	10.955	3.661	4.489	1.256	62.280
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		3	89		23		624	2.010		2.749
Attività relative a riserve probabili e possibili		17					93			110
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8					6		14
Immobilizzazioni in corso		10	5		1.508		23	112		1.658
Costi capitalizzati lordi		30	102		1.531		740	2.128		4.531
Fondi ammortamento e svalutazione		(23)	(77)		(441)		(628)	(338)		(1.507)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a)		7	25		1.090		112	1.790		3.024
2016										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	15.951	18.678	28.754	15.262	38.539	10.790	11.680	17.127	2.085	143.604
Attività relative a riserve probabili e possibili	18	301	471	55	2.461	1	1.155	903	210	5.520
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	357	42	1.830	203	1.375	111	37	77	15	3.844
Immobilizzazioni in corso	724	242	4.175	1.828	5.117	2.565	2.248	317	134	15.522
Costi capitalizzati lordi	17.050	19.263	35.230	17.348	47.492	13.467	15.120	18.424	2.444	168.490
Fondi ammortamento e svalutazione	(13.022)	(12.113)	(22.396)	(11.022)	(27.264)	(1.608)	(11.000)	(14.301)	(1.227)	(102.931)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	4.028	7.150	12.834	6.326	20.228	11.859	4.120	4.123	1.217	65.559
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		2	82		14		657	2.037		2.792
Attività relative a riserve probabili e possibili		15					96			111
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8					7		15
Immobilizzazioni in corso		9	5		1.596		24	253		1.887
Costi capitalizzati lordi		26	95		1.610		777	2.297		4.805
Fondi ammortamento e svalutazione		(20)	(72)		(482)		(682)	(602)		(1.858)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a)		6	23		1.128		95	1.695		2.947

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €1.029 milioni nel 2015 e per €1.090 milioni nel 2016 per le società consolidate e per €92 milioni nel 2015 e €95 milioni nel 2016 per le società in joint venture e collegate.

Costi sostenuti

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	*Egitto (di cui)	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	29	188	227		635		160	139	20	1.398
Costi di sviluppo ^(a)	1.382	2.395	955		3.479	572	1.118	1.169	122	11.192
Totale costi sostenuti società consolidate	1.411	2.583	1.182		4.114	572	1.278	1.308	142	12.590
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		2					33	1		36
Costi di sviluppo ^(b)			1		22		38	375		436
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2	1		22		71	376		472
2015										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	28	176	289		196		71	54	6	820
Costi di sviluppo ^(a)	207	1.006	1.574		2.957	819	1.332	745	18	8.658
Totale costi sostenuti società consolidate	235	1.182	1.863		3.153	819	1.403	799	24	9.478
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					14	1		16
Costi di sviluppo ^(b)		1	1		112		35	554		703
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2	1		112		49	555		719
2016										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			2	2						2
Costi di ricerca	27	51	364	306	70		80	26	3	621
Costi di sviluppo ^(a)	387	437	2.446	1.752	2.019	651	1.232	(5)	1	7.168
Totale costi sostenuti società consolidate	414	488	2.812	2.060	2.089	651	1.312	21	4	7.791
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		1					13			14
Costi di sviluppo ^(b)			1		28		12	95		136
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1	1		28		25	95		150

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €2.062 milioni nel 2014, decrementi per €817 milioni nel 2015 e decrementi per €665 milioni nel 2016.

(b) Gli importi indicati comprendono decrementi relativi all'abbandono delle attività per €47 milioni nel 2014, costi per €54 milioni nel 2015 e decrementi per €15 milioni nel 2016.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2014, 2015 e 2016. 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 te-

nere 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	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2014									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	24.951	29.140	96.372	65.853	55.740	13.664	10.955	4.849	301.524
Costi futuri di produzione	(6.374)	(6.856)	(19.906)	(18.236)	(9.878)	(4.158)	(2.680)	(1.092)	(69.180)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.698)	(5.292)	(9.673)	(9.139)	(4.576)	(4.600)	(1.892)	(356)	(40.226)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	13.879	16.992	66.793	38.478	41.286	4.906	6.383	3.401	192.118
Imposte sul reddito future	(3.583)	(10.595)	(35.484)	(20.514)	(10.400)	(1.462)	(2.401)	(989)	(85.428)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	10.296	6.397	31.309	17.964	30.886	3.444	3.982	2.412	106.690
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(4.064)	(1.464)	(13.905)	(7.164)	(19.699)	(1.900)	(1.353)	(1.106)	(50.655)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	6.232	4.933	17.404	10.800	11.187	1.544	2.629	1.306	56.035
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			485	3.861		200	18.871		23.417
Costi futuri di produzione			(165)	(692)		(33)	(5.724)		(6.614)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(18)	(104)		(51)	(2.032)		(2.205)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			302	3.065		116	11.115		14.598
Imposte sul reddito future			(23)	(426)		(45)	(4.608)		(5.102)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			279	2.639		71	6.507		9.496
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(158)	(1.442)		(11)	(4.327)		(5.938)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			121	1.197		60	2.180		3.558
Totale	6.232	4.933	17.525	11.997	11.187	1.604	4.809	1.306	59.593

Valore standard dei flussi di cassa netti futuri attualizzati

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
(€ milioni)									
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 sul 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 sul 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

Valore standard dei flussi di cassa netti futuri attualizzati

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale*	*Egitto (di cui)	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	64.371	33.524	38.271	26.903	12.263	5.789	2.815	172.937
Costi futuri di produzione	(4.136)	(5.240)	(15.408)	(7.927)	(13.913)	(9.247)	(3.498)	(2.935)	(658)	(55.035)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.641)	(3.575)	(12.885)	(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	36.078	18.616	14.966	14.388	3.718	1.541	1.887	78.511
Imposte sul reddito future	(237)	(1.308)	(15.194)	(5.941)	(4.525)	(2.596)	(953)	(298)	(341)	(25.452)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	1.613	2.775	20.884	12.675	10.441	11.792	2.765	1.243	1.546	53.059
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(241)	(365)	(12.115)	(8.055)	(4.594)	(6.536)	(1.266)	(501)	(724)	(26.342)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	1.372	2.410	8.769	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 sul 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	8.817	4.620	6.389	5.256	1.508	3.264	822	29.838

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Valore al 31 dicembre 2013	56.177	2.327	58.504
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(21.795)	(192)	(21.987)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(12.053)	(500)	(12.553)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.667		1.667
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.047)	223	(5.824)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.745	451	9.196
- revisioni delle quantità stimate	8.085	(325)	7.760
- effetto dell'attualizzazione	11.064	512	11.576
- variazione netta delle imposte sul reddito	7.049	704	7.753
- acquisizioni di riserve	67		67
- cessioni di riserve	(271)		(271)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	3.347	358	3.705
Saldo aumenti (diminuzioni)	(142)	1.231	1.089
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
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

Dati infrannuali

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

(€ milioni)	2015					2016				
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Ricavi della gestione caratteristica	21.038	20.279	15.903	15.066	72.286	13.344	13.416	13.195	15.807	55.762
Utile (perdita) operativo	1.770	1.605	248	(6.699)	(3.076)	105	220	192	1.640	2.157
Utile (perdita) operativo adjusted:	1.795	1.823	943	1.147	5.708	583	188	258	1.286	2.315
<i>Exploration & Production</i>	1.080	1.585	919	598	4.182	95	355	644	1.400	2.494
<i>Gas & Power</i>	294	31	(469)	18	(126)	285	(229)	(374)	(72)	(390)
<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	121	105	335	134	695	177	156	175	75	583
<i>Corporate e altre attività</i>	(89)	(123)	(56)	(101)	(369)	(90)	(126)	(118)	(118)	(452)
<i>Effetto eliminazione degli utili interni e altre elisioni</i>	389	225	214	498	1.326	116	32	(69)	1	80
Utile (perdita) netto ^(b)	832	(97)	(790)	(8.723)	(8.778)	(796)	(446)	(562)	340	(1.464)
- continuing operations	787	498	(783)	(8.454)	(7.952)	(383)	(446)	(562)	340	(1.051)
- discontinued operations	45	(595)	(7)	(269)	(826)	(413)				(413)
Investimenti tecnici	2.684	3.150	2.210	2.697	10.741	2.455	2.424	2.051	2.250	9.180
Investimenti in partecipazioni	61	47	63	57	228	1.124	28	6	6	1.164
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	15.140	16.477	18.414	16.871	16.871	12.222	13.814	16.008	14.776	14.776

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

(b) Di competenza Eni.

Dati di scenario

	2015					2016				
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	53,97	61,92	50,26	43,69	52,46	33,89	45,57	45,85	49,46	43,69
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,126	1,105	1,112	1,095	1,110	1,102	1,129	1,116	1,078	1,107
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	47,93	56,04	45,20	39,90	47,26	30,75	40,36	41,08	45,88	39,47
Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(c)	7,6	9,1	10,0	6,6	8,3	4,2	4,6	3,3	4,7	4,2

(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

		2015				2016					
		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	
Produzione di petrolio	(mgl barili/giorno)	860	903	868	998	908	890	852	864	906	878
Produzione di gas naturale	(mln mc/giorno)	130	132	130	138	133	134	133	131	147	136
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/giorno)	1.697	1.754	1.703	1.884	1.760	1.754	1.715	1.710	1.856	1.759
Italia		165	173	168	169	169	154	96	125	159	133
Resto d'Europa		186	181	182	192	185	190	188	187	240	201
Africa Settentrionale		638	681	647	684	662	616	651	638	680	647
Africa Sub-Sahariana		342	343	336	343	341	343	350	330	334	339
Kazakhstan		100	98	82	100	95	118	90	103	133	111
Resto dell'Asia		109	113	117	201	135	132	141	133	103	127
America		128	140	148	170	147	178	174	171	184	177
Australia e Oceania		29	25	23	25	26	23	25	23	23	24
Produzione venduta	(mln boe)	144,5	153,6	149,8	166,2	614,1	151,5	147,5	148,5	161,1	608,6
Vendite di gas naturale a terzi	(mld mc)	23,47	20,38	18,30	20,07	82,22	21,82	19,18	17,76	21,10	79,86
Autoconsumo di gas naturale		1,54	1,28	1,51	1,55	5,88	1,53	1,31	1,60	1,66	6,10
Vendite a terzi e autoconsumo		25,01	21,66	19,81	21,62	88,10	23,35	20,49	19,36	22,76	85,96
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		0,61	0,73	0,68	0,76	2,78	0,75	0,66	0,65	0,91	2,97
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale		25,62	22,39	20,49	22,38	90,88	24,10	21,15	20,01	23,67	88,93
Vendite di energia elettrica	(TWh)	8,47	8,35	9,00	9,06	34,88	9,45	8,64	9,17	9,79	37,05
Vendite di prodotti petroliferi	(mln ton)	8,36	9,43	8,85	8,60	35,24	7,69	8,70	8,65	8,37	33,41
Rete Italia		1,36	1,51	1,58	1,51	5,96	1,37	1,50	1,59	1,48	5,93
Extrarete Italia		1,69	1,99	2,17	1,99	7,84	1,84	2,01	2,23	2,08	8,16
Rete resto d'Europa		0,69	0,79	0,77	0,68	2,93	0,63	0,71	0,72	0,61	2,66
Extrarete resto d'Europa		1,08	0,98	0,90	0,87	3,83	0,70	0,81	0,83	0,84	3,18
Extrarete altro estero		0,10	0,11	0,11	0,11	0,43	0,10	0,11	0,11	0,11	0,43
Altre vendite		3,44	4,05	3,33	3,43	14,25	3,05	3,57	3,17	3,26	13,05

Tabella di conversione dell'energia

Petrolio [densità media di riferimento 32,35 ° API, densità relativa 0,8636]

1 barile	(bbl)	158,987	l petrolio ^(a)	0,159 m ³ petrolio	162,602	m ³ gas	5.458	ft ³ gas
					5.800.000	btu		
1 barile/g	(bbl/g)	~50	t/anno					
1 metro cubo	(m ³)	1.000	l petrolio	6,47 bbl	1.033	m ³ gas	36.481	ft ³ gas
1 tonnellata equivalente di petrolio	(tep)	1.160,49	l petrolio	7,299 bbl	1,161	m ³ petrolio	1.187 m ³ gas	41.911 ft ³ gas

Gas

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

Energia elettrica

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

(a) l petrolio: litri di petrolio.

Fattori di conversione delle masse

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

Fattori di conversione delle lunghezze

	metro (m)	pollice (in)	piede (ft)	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 (ft ³)	barile (bbl)	litro (l)	metro cubo (m ³)
ft ³	1	0	28,32	0,02832
bbl	5,492	1	159	0,158984
l	0,035315	0,0063	1	0,001
m ³	35,31485	6,2898	10 ³	1

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

**Eni SpA**

Sede legale in Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale al 31 dicembre 2016:
euro 4.005.358.876 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma,
codice fiscale 00484960588
partita IVA 00905811006
Sedi secondarie:
San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1
San Donato Milanese (MI) - Piazza Ezio Vanoni, 1

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)
Eni in 2016 (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)

Sito internet: eni.com

Centralino: +39-0659821

Numero verde: 800940924

Casella e-mail: segreteriasocietaria.azionisti@eni.com

ADR - Shareholder Information

BNY Mellon Shareowner Services
P.O. Box 30170
College Station, TX 77842-3170
shrrelations@bnymellon.com

Copertina: Korus - Roma

Impaginazione e supervisione: Korus - Roma

Stampa: Varigrafica Alto Lazio - Viterbo

Stampato su carta ecologica: Gardapat 13 Kiara - Cartiere del Garda

