



Fact Book 2012

Missione

Siamo un'impresa integrata nell'energia, impegnata a crescere nell'attività di ricerca, produzione, trasporto, trasformazione e commercializzazione di petrolio e gas naturale. Tutti gli uomini e le donne di Eni hanno una passione per le sfide, il miglioramento continuo, l'eccellenza e attribuiscono un valore fondamentale alla persona, all'ambiente e all'integrità.

I Paesi di attività di Eni

EUROPA

Austria, Belgio, Cipro, Croazia, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Malta, Norvegia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Repubblica Ceca, Repubblica Slovacca, Romania, Slovenia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia, Ucraina, Ungheria

AFRICA

Algeria, Angola, Camerun, Congo, Repubblica Democratica del Congo, Egitto, Gabon, Ghana, Guinea Equatoriale, Guinea, Kenia, Libia, Liberia, Mali, Marocco, Mauritania, Mozambico, Nigeria, Sudafrica, Togo, Tunisia

ASIA E OCEANIA

Arabia Saudita, Australia, Azerbaijan, Cina, Corea del Sud, Emirati Arabi Uniti, Filippine, Giappone, India, Indonesia, Iran, Iraq, Kazakistan, Kuwait, Malesia, Myanmar, Oman, Pakistan, Papua Nuova Guinea, Qatar, Russia, Singapore, Siria, Taiwan, Thailandia, Timor Leste, Turkmenistan, Vietnam, Yemen

AMERICHE

Argentina, Bolivia, Brasile, Canada, Colombia, Ecuador, Messico, Perù, Stati Uniti, Suriname, Trinidad & Tobago, Venezuela



Fact Book 2012

Sommario

- 4** Eni nel 2012
- 5** La strategia Eni
- 10** Modello di business Eni
- 14** Exploration & Production
- 42** Gas & Power
- 51** Refining & Marketing
- 61** Chimica
- 65** Ingegneria & Costruzioni

Tavole

- 71** Dati Economico-Finanziari
- 85** Personale
- 86** Informazioni supplementari sulle attività di esplorazione e produzione
- 105** 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 nel 2012

Eni è un'impresa integrata che opera in tutta la filiera dell'energia. La forte presenza nel mercato del gas, le operazioni nel GNL, le competenze industriali nella generazione elettrica e raffinazione con il sostegno di capacità di ingegneria e realizzative di rilevanza mondiale consentono a Eni di presidiare tutte le fasi della creazione di valore dalla ricerca alla commercializzazione degli idrocarburi e di perseguire opportunità e progetti congiunti nel mercato.

Nel 2012 l'utile netto adjusted di €7,13 miliardi aumenta del 2,7% rispetto al 2011 e del 7,6% escludendo anche il contributo Snam ai risultati delle continuing operations¹. L'ottima performance della Divisione Exploration & Production sostenuta dal recupero delle produzioni libiche è stata il principale driver di questi risultati.

Il cash flow delle continuing operations è stato di €12,36 miliardi e ha consentito, unitamente alla robusta manovra da dismissioni, di finanziare gli investimenti esplorativi e nella crescita di €13,33 miliardi, di pagare dividendi agli azionisti Eni e alle minority per €4,38 miliardi con una diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di €12,52 miliardi. Il leverage a fine esercizio è pari a 0,25 (0,46 al 31 dicembre 2011).

Per il 2012 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di proporre all'Assemblea degli Azionisti la distribuzione del dividendo di €1,08 per azione, in crescita del 4% rispetto al 2011.

Nel corso del 2012 è proseguito il costante impegno di Eni nella prevenzione degli infortuni delle proprie persone attraverso un programma di formazione sui temi della sicurezza e della prevenzione delle emergenze. Per il settimo anno consecutivo l'indice di frequenza infortuni mostra un miglioramento sia per i dipendenti (-12,3%) sia per i contrattisti (-21,1%).

Nel 2012 il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile netto adjusted di €7,43 miliardi, in aumento dell'8,2% rispetto al 2011, beneficiando del miglioramento della performance operativa. La produzione di idrocarburi reported del 2012 è stata di 1.701 mila boe/giorno

(+7% su base omogenea) grazie alla ripresa delle attività in Libia e al contributo degli avvii/regimazioni dell'anno, in particolare in Russia e Australia, nonché alle maggiori produzioni in Iraq.

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2012 raggiungono il livello record degli ultimi otto anni a 7,17 miliardi di barili, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 111 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è stato del 147% su base omogenea (107% all sources su base omogenea). La vita utile residua delle riserve è di 11,5 anni (12,3 anni nel 2011).

Il settore Gas & Power ha registrato un utile netto adjusted di €473 milioni quasi raddoppiato rispetto al 2011, per effetto dei benefici delle rinegoziazioni dei contratti long-term e della ripresa delle forniture libiche. Le vendite di gas naturale, al netto di quelle di Galp, hanno evidenziato una buona tenuta grazie alla solida presenza nel mercato residenziale Italia, alla penetrazione commerciale nei mercati strategici di Francia e Germania/Austria e alla crescita internazionale del GNL. La Divisione Refining & Marketing in un contesto di forte calo della domanda, ha ridotto di €85 milioni la perdita netta adjusted (-€179 milioni) a seguito delle migliori performance operative e delle azioni di efficienza poste in essere. I risultati del marketing hanno sofferto del calo della domanda di prodotti, dell'elevata pressione competitiva e dell'aumento dei costi commerciali dovuto all'iniziativa promozionale estiva "riparti con eni". La quota di mercato media del 2012 è del 31,2%, in aumento di 0,7 punti percentuali rispetto al 2011.

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato un utile netto adjusted di €1.109 milioni. Tale risultato riflette la solida performance operativa del segmento Perforazioni, mentre il segmento Engineering & Construction ha evidenziato segnali di contrazione.

La Chimica ha registrato una perdita netta adjusted di €395 milioni con un peggioramento di €189 milioni rispetto al 2011, a seguito del debole andamento della domanda di commodity a causa della recessione economica e del crollo dei margini unitari.

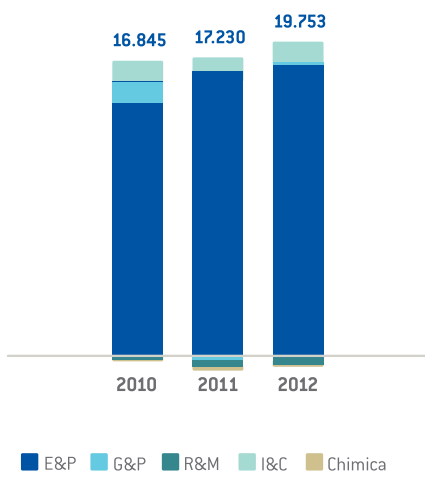
Flusso di cassa netto da attività operativa e investimenti tecnici - continuing operations

(€ milioni)



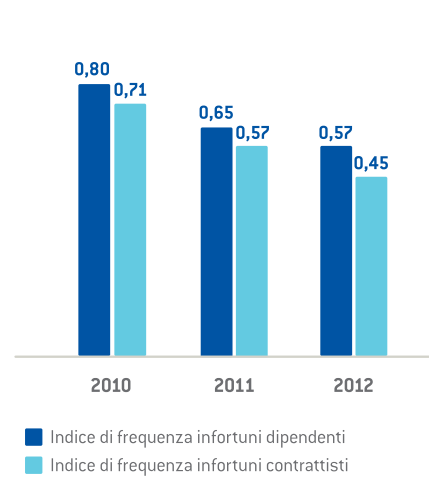
Utile operativo adjusted - continuing operations

(€ milioni)



Indice di frequenza infortuni

(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000



[1] Il contributo di Snam escluso è l'utile sulle transazioni di Snam con il Gruppo Eni incluso nelle continuing operations in base all'IFRS5. L'utile operativo adjusted e l'utile netto adjusted non sono misure di risultato previste dagli IFRS.



La strategia Eni

L'incertezza sullo scenario macroeconomico, in particolare europeo, l'evoluzione della domanda, sempre più incentrata sui Paesi emergenti e l'emergere di grandi potenziali di idrocarburi in nuove regioni, stanno determinando un'ampia trasformazione dei mercati energetici.

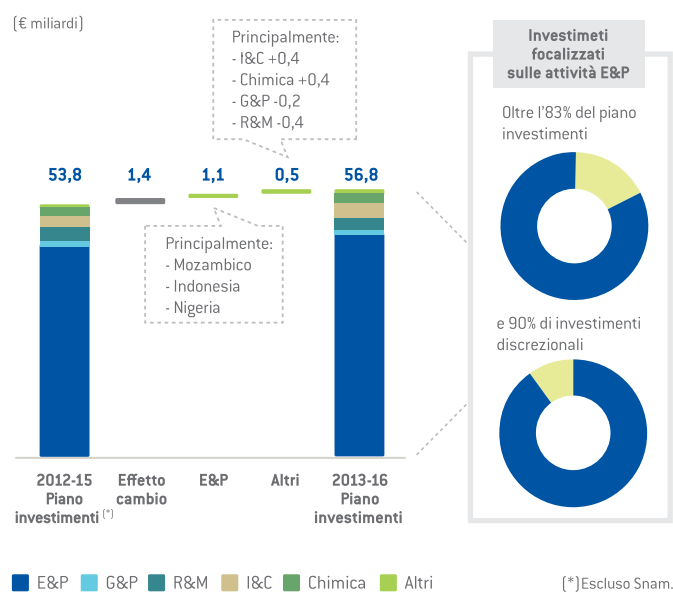
Eni ha impostato il proprio piano d'azione, in risposta alle crescenti complessità dell'ambiente competitivo confermando, nel quadriennio 2013-2016, le priorità di crescita nell'upstream, il recupero di redditività nel downstream gas e il miglioramento dell'efficienza nel downstream oil e nella chimica.

In tale contesto, la gestione sostenibile del business contribuisce oltre che al conseguimento delle performance industriali, alla mitigazione e alla gestione dei rischi operativi e del rischio Paese, al rafforzamento dell'eccellente posizionamento di mercato e dei vantaggi competitivi acquisiti da Eni, al fine di cogliere le nuove opportunità e gestire le complessità emergenti.

A seguito del deconsolidamento di Snam e altre operazioni di portafoglio, nel 2012 Eni ha rafforzato la struttura patrimoniale, raggiungendo un leverage pari a 0,25.

Le risorse finanziarie generate dalla gestione industriale e di portafoglio nel prossimo quadriennio consentiranno il finanziamento della rilevante manovra di investimento per la crescita (€56,8 miliardi) e la remunerazione degli azionisti. Nell'arco di Piano, il management intende mantenere il leverage nell'intervallo 0,1-0,3, anche in presenza di fluttuazioni e volatilità nel prezzo del Brent, nello scenario e nei risultati dei nostri business.

Piano investimenti 2013-2016



Strategie e obiettivi di business

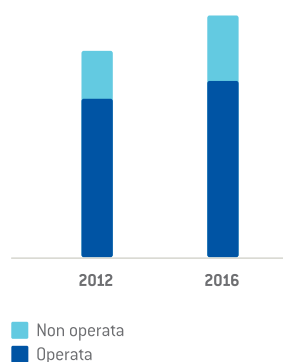
Nel settore **Exploration & Production** Eni conferma la strategia di crescita organica, il focus sull'attività esplorativa e il rimpiazzo delle riserve, ritenuti i principali driver di creazione del valore che farà leva sullo sviluppo in aree core (Africa Settentrionale e Sub-Sahariana, Venezuela, Mare di Barents, Penisola di Yamal, Kazakhstan, Iraq, Estremo Oriente) con la possibilità di sfruttare i vantaggi legati a un'approfondita conoscenza geologica delle zone, sulle significative sinergie tecnico produttive e sull'impegno costante nello sviluppo e nel rafforzamento delle relazioni con i Paesi detentori di riserve attuando il modello di cooperazione Eni.

Il tasso di crescita della produzione è atteso superiore al 4% nel periodo di piano e sarà sostenuto dallo sviluppo di aree core (Africa Sub-Sahariana e in particolare Mozambico, Venezuela, Mare di Barents, Penisola di Yamal in Russia, Kazakhstan, Iraq e Indonesia) con la possibilità di sfruttare i vantaggi legati all'approfondita conoscenza geologica delle zone e alle sinergie tecnico-produttive.

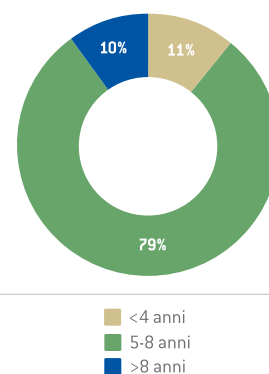
La crescita sarà associata all'aumento della redditività e alla gestione dei rischi, attraverso la minimizzazione del time-to-market (circa il 90% delle risorse scoperte nel periodo 2008-2012 sarà portato in produzione entro 8 anni dalla scoperta) e il mantenimento di un elevato livello di operatorship per garantire il controllo diretto su tempi e costi di sviluppo e sulla gestione operativa.

Operatorship - produzioni equity

(migliaia di boe/giorno)



Time-to-market (scoperte 2008-2012)



L'innovazione tecnologica e l'applicazione di tecnologie proprietarie consentiranno di conseguire l'efficienza in termini di costo e di acquisire competenze all'avanguardia per sostenere l'aumento della produzione e incrementare il fattore di recupero, sviluppare tecnologie di perforazione applicabili in ambienti estremi, in campi marginali e in deep/ultra deep water.

Tale strategia di crescita sarà sostenuta dalla continua mitigazione e gestione dei rischi, operativi, politici, Paese e ambientali.

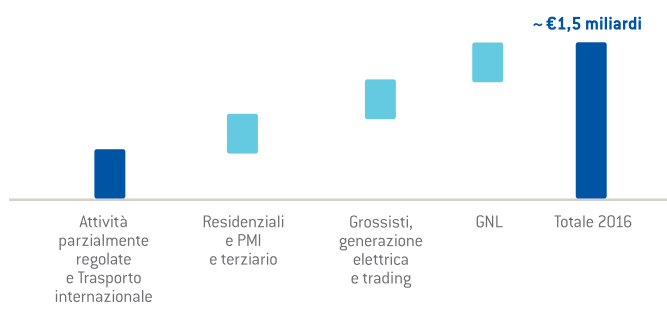
A sostegno dello sviluppo del business, nel quadriennio sono previste iniziative volte a migliorare la sicurezza dei lavoratori e contrattisti raf-

forzando gli strumenti di gestione, formazione e controllo e ad assicurare l'integrità degli asset e la sicurezza di processo. I target di impatto ambientale includono il contenimento di oil spill da incidenti, per i quali è attesa una riduzione da 2,9 boe/Mboe a 2,4 boe/Mboe al 2016, una riduzione di oltre il 30% dell'indice di emissioni di GHG di E&P per migliaia di tep di produzione operata lorda entro il 2015 rispetto al 2010 attuando politiche di riduzione del flaring principalmente in Africa e attuando programmi di efficienza energetica. I progetti di re-iniezione delle acque di produzione porteranno a raggiungere una percentuale di reiniezione pari al 65% rispetto alle acque totali prodotte nel 2016.

Nel settore **Gas & Power** Eni attende un graduale recupero della redditività facendo leva su (i) un approvvigionamento del gas più competitivo e flessibile attraverso la rinegoziazione dei contratti gas in termini di prezzi, riduzione degli obblighi minimi di prelievo, maggiore flessibilità logistica e commerciale; (ii) una politica di crescita delle vendite in Italia grazie alla forza commerciale, l'offerta diversificata di prodotti innovativi e modelli di servizio "best in class" in particolare nel segmento retail; (iii) uno sviluppo selettivo delle attività all'estero concentrandosi sui segmenti più redditizi e la crescita delle vendite LNG nei mercati a premio extra EU.

L'obiettivo nel quadriennio è mantenere la quota di mercato in Italia e all'estero, considerando l'incremento atteso dei costi di approvvigionamento e di logistica e l'attuazione di efficaci politiche di marketing.

EBITDA pro-forma adjusted 2016



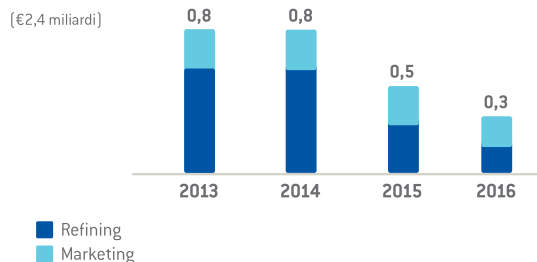
Il recupero della redditività beneficerà, inoltre, di nuove modalità per lo sviluppo e l'ottimizzazione del portafoglio commodity attraverso una sempre maggiore integrazione delle competenze del trading e gestione rischio prezzo commodity con le attività di ottimizzazione del portafoglio commodity, di supply e anche con le attività LNG e commerciali Gas & Power large account che operano in mercati caratterizzati da controparti sempre più evolute.

Nel settore **Refining & Marketing** Eni intende recuperare la redditività nonostante la debolezza dello scenario.

Nella raffinazione, il graduale recupero sarà sostenuto dall'ottimizzazione delle attività industriali e di logistica mediante una maggiore flessibilità, integrazione ed efficienza dei processi; investimenti selettivi finalizzati all'incremento della capacità di conversione e dell'affidabilità degli impianti; la riconversione della Raffineria di Venezia in biorefinery; le iniziative di riduzione dei costi. Nel marketing, Eni intende consolidare la leadership nel segmento retail in Italia attraverso le opportunità che derivano dalla liberalizzazione del settore (razionalizzazione dei punti vendita a basso erogato, sviluppo del "full iperself" e delle attività non-oil).

Sulla base di tali iniziative, nel quadriennio 2013-2016, Eni si attende

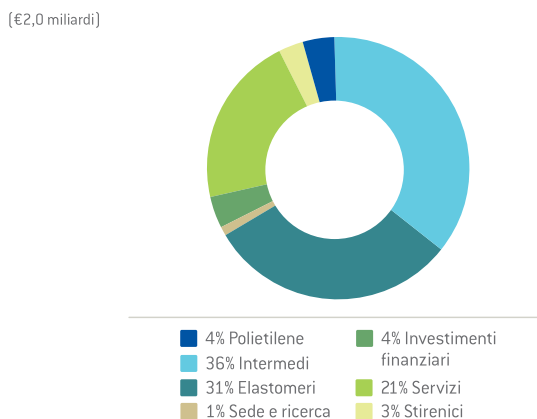
R&M - investimenti 2013-2016



(i) una crescita dell'EBIT adjusted a scenario costante (base 2012) di €0,5 miliardi al 2016 (in linea con l'obiettivo del precedente Piano); (ii) il mantenimento della quota di mercato retail in Italia.

Nella **Chimica** Eni conferma la strategia di progressiva riduzione del peso dei business commodity, a beneficio delle produzioni innovative e di nicchia a maggiore redditività quali gli elastomeri e l'ampliamento della gamma specialties, e l'obiettivo di crescere nella chimica verde attraverso il progetto avviato di riconversione del sito di Porto Torres in un moderno impianto per la produzione di prodotti chimici eco-compatibili. Le recenti alleanze strategiche in Asia, frutto della valorizzazione del know-how tecnologico, confermano la crescente internazionalizzazione del business, proiettandolo verso mercati caratterizzati da sostenuti tassi di crescita della domanda.

Chimica - investimenti per business



Nel settore **Ingegneria & Costruzioni** si conferma l'obiettivo di consolidamento della posizione competitiva di rilievo a livello globale nei segmenti offshore e onshore e di "high quality niche player" nel segmento delle perforazioni deepwater. Saipem farà leva sul consolidamento del modello di business EPC(I)-oriented, su capacità tecnologiche, ingegneristiche e realizzative di avanguardia, su una forte presenza locale, nonché su rapporti consolidati con le Major e le National Oil Companies.

In quest'ottica, la Società punta a rafforzare la propria capacità realizzativa soprattutto per i progetti di grandi dimensioni e a elevata complessità tecnologica, in condizioni ambientali difficili, mantenendo un approccio commerciale selettivo. Il forte impegno su temi di local content in aree strategiche contribuirà a valorizzare, in termini commerciali, i vantaggi competitivi acquisiti.

Principali dati

Principali dati economico-finanziari ^(a)										
(€ milioni)	2003 ⁽¹⁾	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ricavi della gestione caratteristica	51.487	57.498	73.692	86.071	87.204	108.082	83.227	98.523	109.589	128.592
<i>di cui: continuing operations</i>						106.978	81.932	96.617	107.690	127.220
Utile operativo di Gruppo	9.517	12.399	16.664	19.336	18.739	18.517	12.055	16.111	17.435	15.914
<i>Special items</i>		(448)	(1.210)	88	(620)	2.034	1.295	2.290	1.567	4.795
<i>Utile (perdita) da magazzino</i>		631	1.942	1.059	885	936	(345)	(881)	(1.113)	(17)
Utile operativo adjusted di Gruppo	9.958	12.582	17.396	20.483	19.004	21.487	13.005	17.520	17.889	20.692
Utile operativo adjusted - continuing operations						21.322	12.722	16.845	17.230	19.753
<i>Exploration & Production</i>	5.973	8.202	12.649	15.521	13.770	17.166	9.489	13.898	16.075	18.518
<i>Gas & Power</i>	3.661	3.448	3.783	4.117	4.414	1.778	2.022	1.268	(247)	354
<i>Refining & Marketing</i>	584	923	1.210	794	292	555	(381)	(181)	(539)	(328)
<i>Chimica</i>	(54)	263	261	219	116	(382)	(441)	(96)	(273)	(485)
<i>Ingegneria & Costruzioni</i>	311	215	314	508	840	1.041	1.120	1.326	1.443	1.465
<i>Altre attività</i>	(236)	(223)	(296)	(299)	(207)	(244)	(258)	(205)	(226)	(224)
<i>Corporate e società finanziarie</i>	(281)	(187)	(384)	(244)	(195)	(282)	(342)	(265)	(266)	(329)
<i>Eliminazione utili interni e altre elisioni</i>		(59)	(141)	(133)	(26)	1.690	1.513	1.100	1.263	782
Utile operativo adjusted - discontinued operations						165	283	675	659	939
Utile netto di Gruppo	5.585	7.059	8.788	9.217	10.011	8.825	4.367	6.318	6.860	7.788
<i>di cui: continuing operations</i>						8.996	4.488	6.252	6.902	4.198
<i>discontinued operations</i>						(171)	(121)	66	(42)	3.590
Utile netto adjusted di Gruppo	5.096	6.645	9.251	10.401	9.569	10.164	5.207	6.869	6.969	7.323
<i>di cui: continuing operations</i>						10.315	5.321	6.770	6.938	7.128
<i>discontinued operations</i>						(151)	(114)	99	31	195
Flusso di cassa netto da attività operativa	10.827	12.500	14.936	17.001	15.517	21.801	11.136	14.694	14.382	12.371
<i>di cui: continuing operations</i>						21.506	10.755	14.140	13.763	12.356
<i>discontinued operations</i>						295	381	554	619	15
Investimenti tecnici	8.802	7.499	7.414	7.833	10.593	14.562	13.695	13.870	13.438	13.517
<i>di cui: continuing operations</i>						12.935	12.216	12.450	11.909	12.761
<i>discontinued operations</i>						1.627	1.479	1.420	1.529	756
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	28.318	35.540	39.217	41.199	42.867	48.510	50.051	55.728	60.393	62.713
Indebitamento finanziario netto	13.543	10.443	10.475	6.767	16.327	18.376	23.055	26.119	28.032	15.511
Leverage	0,48	0,29	0,27	0,16	0,38	0,38	0,46	0,47	0,46	0,25
Capitale investito netto	41.861	45.983	49.692	47.966	59.194	66.886	73.106	81.847	88.425	78.224
<i>Exploration & Production</i>	17.340	16.770	19.109	17.783	23.826	31.362	32.455	37.646	42.024	42.445
<i>Gas & Power</i>	15.617	19.554	20.075	19.713	21.333	9.636	11.024	12.931	12.367	11.135
<i>Snam</i>						11.918	13.730	14.415	15.393	
<i>Refining & Marketing</i>	5.089	5.081	5.993	5.631	7.675	7.379	8.105	8.321	9.188	8.876
<i>Chimica</i>	1.821	2.076	2.018	1.953	2.228	1.915	1.774	1.978	2.252	2.569
<i>Ingegneria & Costruzioni</i>	2.119	2.403	2.844	3.399	4.313	5.022	6.566	7.610	8.217	10.020
<i>Corporate, società finanziarie e altre attività</i>	(125)	277	2	(95)	294	24	(192)	(527)	(393)	3.682
<i>Eliminazione utili interni</i>		(178)	(349)	(418)	(475)	(370)	(356)	(527)	(623)	(503)

(*) Dati economico finanziari redatti secondo i principi Italian Gaap.

(a) Per effetto della cessione dei Business Regolati Italia, i risultati di Snam sono stati rilevati come "discontinued operations". I dati degli anni 2008-2011 sono stati oggetto di restatement.

Principali indicatori di mercato	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Prezzo medio greggio Brent dated ^(a)	28,84	38,22	54,38	65,14	72,52	96,99	61,51	79,47	111,27	111,58	
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,131	1,244	1,244	1,256	1,371	1,471	1,393	1,327	1,392	1,285	
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	25,50	30,72	43,71	51,86	52,90	65,93	44,16	59,89	79,94	86,83	
Margini europei medi di raffinazione ^(c)	2,65	4,35	5,78	3,79	4,52	6,49	3,13	2,66	2,06	4,83	
Margini di raffinazione Brent/Ural ^(c)	3,40	7,03	8,33	6,50	6,45	8,85	3,56	3,47	2,90	4,94	
Euribor - euro a tre mesi	(%)	2,3	2,1	2,2	3,1	4,3	4,6	1,2	0,8	1,4	0,6

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

(b) Fonte: BCE.

(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

Principali dati operativi		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Corporate^(a)											
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	76.529	71.572	71.773	72.850	75.125	71.714	71.461	73.768	72.574	77.838
di cui: - donne		11.155	10.326	10.620	10.841	10.977	11.611	11.955	12.161	12.542	12.860
- all'estero		36.678	32.691	34.036	35.818	38.634	41.971	42.633	45.967	45.516	51.034
Donne in posizioni manageriali	(%)	10,9	12,5	12,4	13,5	14,1	16,3	17,3	18,0	18,5	18,9
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	3,79	3,99	2,74	2,45	1,93	1,22	0,84	0,80	0,65	0,57
Indice di frequenza infortuni contrattisti		4,12	7,84	2,59	1,54	1,45	1,09	0,97	0,71	0,57	0,45
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	5,51	5,64	3,38	2,31	2,97	2,75	1,20	4,77	1,94	1,10
Oil spill da incidenti	(barili)	857	7.813	6.908	6.151	6.731	4.749	6.259	4.269	7.295	3.856
Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		n.d.	n.d.	1.810	7.014	2.608	2.286	15.288	18.695	7.657	8.384
Emissioni dirette da gas serra (GHG)	(mln ton CO ₂ eq)	52,27	58,34	61,85	60,72	67,25	59,59	55,49	58,26	49,12	52,49
Costi di ricerca e sviluppo ^(b)	(€ milioni)	238	257	204	222	208	211	233	218	190	211
Exploration & Production											
Riserve certe di idrocarburi	(mln boe)	7.272	7.218	6.837	6.436	6.370	6.600	6.571	6.843	7.086	7.166
Vita utile residua delle riserve	(anni)	12,7	12,1	10,8	10,0	10,0	10,0	10,2	10,3	12,3	11,5
Produzione di idrocarburi ^(c)	(mgl boe/g)	1.562	1.624	1.737	1.770	1.736	1.797	1.769	1.815	1.581	1.701
Gas & Power											
Vendite delle società consolidate (include autoconsumo)	(mld mc)	71,39	76,49	82,62	85,76	84,83	89,32	89,60	82,00	84,37	84,67
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)		6,94	5,84	7,08	7,65	8,74	8,91	7,95	9,41	9,53	7,92
Totale vendite e autoconsumi G&P		78,33	82,33	89,70	93,41	93,57	98,23	97,55	91,41	93,90	92,59
Vendite gas E&P in Europa e nel Golfo del Messico			4,70	4,51	4,69	5,39	6,00	6,17	5,65	2,86	2,73
Totale vendite gas mondo		78,33	87,03	94,21	98,10	98,96	104,23	103,72	97,06	96,76	95,32
Vendite di energia elettrica	(TWh)	8,65	16,95	27,56	31,03	33,19	29,93	33,96	39,54	40,28	42,58
Refining & Marketing											
Lavorazioni in c/proprio di prodotti petroliferi	(mln ton)	35,43	37,69	38,79	38,04	37,15	35,84	34,55	34,80	31,96	30,01
Capacità bilanciata delle raffinerie interamente possedute	(mgl bbl/g)	504	504	524	534	544	737	747	757	767	767
Vendite di prodotti petroliferi	(mln ton)	50,43	53,54	51,63	51,13	50,15	49,16	45,59	46,80	45,02	48,33
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(mln ton)	14,01	14,40	12,42	12,48	12,65	12,03	12,02	11,73	11,37	10,87
Stazioni di servizio a fine periodo	(n.)	10.647	9.140	6.282	6.294	6.440	5.956	5.986	6.167	6.287	6.384
Erogato medio per stazione di servizio	(mgl litri/a)	1.771	1.970	2.479	2.470	2.486	2.502	2.477	2.353	2.206	2.064
Chimica											
Produzioni	(mgl ton)	6.907	7.118	7.282	7.072	8.795	7.372	6.521	7.220	6.245	6.090
di cui: - Intermedi		4.014	4.236	4.450	4.275	5.688	5.110	4.350	4.860	4.101	4.112
- Polimeri		2.893	2.882	2.832	2.797	3.107	2.262	2.171	2.360	2.144	1.978
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	71,3	75,2	78,4	76,4	80,6	68,6	65,4	72,9	65,3	66,7
Ingegneria & Costruzioni											
Ordini acquisiti	(€ milioni)	5.876	5.784	8.395	11.172	11.845	13.860	9.917	12.935	12.505	13.391
Portafoglio ordini a fine periodo		9.405	8.521	10.122	13.191	15.390	19.105	18.370	20.505	20.417	19.739

(a) A seguito del piano di cessione dei Business Regolati Italia, i dati del 2012 non includono il risultato di Snam. I valori degli esercizi 2008-2011 sono stati oggetto di restatement.

(b) Al netto dei costi generali e amministrativi.

(c) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00636 barili di petrolio). L'aggiornamento ha avuto un impatto di 9 mila boe/giorno sulla produzione e di 40 milioni di boe sul dato delle riserve a inizio periodo. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere adottano specifici coefficienti diversi tra loro.

Dati per azione		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Utile netto di Gruppo ^{(a) (b)}	(€)	1,48	1,87	2,34	2,49	2,73	2,43	1,21	1,74	1,89	2,15
Utile netto - continuing operations ^{(a) (b) (*)}							2,47	1,24	1,72	1,90	1,16
Dividendo		0,75	0,90	1,10	1,25	1,30	1,30	1,00	1,00	1,04	1,08
Dividendi pagati ^(c)	(€ milioni)	2.828	3.384	4.086	4.594	4.750	4.714	3.622	3.622	3.695	3.840
Cash flow	(€)	2,87	3,31	3,97	4,59	4,23	5,99	3,07	4,06	3,97	3,41
Dividend yield ^(d)	(%)	5,1	4,9	4,7	5,0	5,3	7,6	5,8	6,1	6,6	5,9
Utile per ADR ^(e)	(USD)	3,72	4,66	5,81	6,26	7,49	7,27	3,45	4,59	5,29	2,98
Dividendo per ADR ^(e)		1,83	2,17	2,74	3,14	3,56	3,82	2,79	2,65	2,90	2,78
Cash flow per ADR ^(e)		7,22	8,96	9,40	11,53	11,60	17,63	8,56	10,77	11,05	8,78
Dividend yield per ADR ^(d)	(%)	5,0	5,0	4,7	5,0	5,3	7,6	5,8	6,1	6,6	5,80
Pay-out		51	48	46	50	47	53	81	57	55	50
Numero di azioni a fine periodo	(mln di azioni)	4.002,9	4.004,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	4.005,4	3.634,2
Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio ^(f) (interamente diluito)		3.778,4	3.771,7	3.763,4	3.701,3	3.669,2	3.638,9	3.622,4	3.622,5	3.622,7	3.622,8
TSR	(%)	4,3	28,5	35,3	14,8	3,2	(29,1)	13,7	(2,2)	5,1	22,0

(*) Per effetto dell'annunciato piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati rilevati come "discontinued operations" in conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5. Pertanto dall'esercizio 2008 l'utile netto è riferito alle continuing operations del Bilancio consolidato Eni.

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

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) Per esercizio di competenza. L'importo 2012 è stimato.

(d) Rapporto tra dividendo di competenza e media delle quotazioni del mese di dicembre.

(e) Un ADR rappresenta 2 azioni. I dati di utile e cash flow in USD sono convertiti ai cambi medi. I dati sui dividendi in dollari sono convertiti al cambio di pagamento.

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

Informazioni riguardanti le azioni		2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Prezzo per azione - Borsa di Milano											
Massimo	(€)	15,75	18,75	24,96	25,73	28,33	26,93	18,35	18,56	18,42	18,70
Minimo		11,88	14,72	17,93	21,82	22,76	13,80	12,30	14,61	12,17	15,25
Medio		13,64	16,94	21,60	23,83	25,10	21,43	16,59	16,39	15,95	17,18
Fine periodo		14,96	18,42	23,43	25,48	25,05	16,74	17,80	16,34	16,01	18,34
Prezzo per ADR ^(a) - New York Stock Exchange											
Massimo	(USD)	94,98	126,45	151,35	67,69	78,29	84,14	54,45	53,89	53,74	49,44
Minimo		66,15	92,35	118,50	54,65	60,22	37,22	31,07	35,37	32,98	36,85
Medio		77,44	105,60	134,02	59,97	68,80	63,38	46,36	43,56	44,41	44,24
Fine periodo		94,98	125,84	139,46	67,28	72,43	47,82	50,61	43,74	41,27	49,14
Media giornaliera degli scambi	(mln di azioni)	22,0	20,0	28,5	26,2	30,5	28,7	27,9	20,7	22,9	15,6
Controvalore	(€ milioni)	298,5	338,7	620,7	619,1	773,1	610,4	461,7	336,0	355,0	267,0
Numero azioni in circolazione a fine periodo ^(b)	(mln di azioni)	3.772,3	3.770,0	3.727,3	3.680,4	3.656,8	3.622,4	3.622,4	3.622,7	3.622,7	3.622,8
Capitalizzazioni di borsa ^(c)											
EUR	(mld)	56,4	69,4	87,3	93,8	91,6	60,6	64,5	59,2	58,0	66,4
USD		71,1	94,9	104,0	123,8	132,4	86,6	91,7	79,2	75,0	87,7

(a) Dal 10 gennaio 2006 il rapporto di conversione tra ADR e azioni ordinarie è 1 ADR per 2 azioni ordinarie Eni. In precedenza ogni ADR era rappresentativo di 5 azioni ordinarie Eni. I valori dei periodi precedenti non sono stati oggetto di verifica.

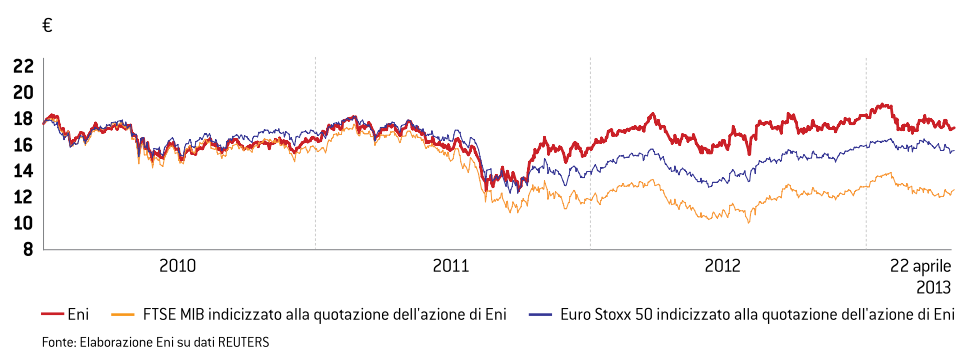
(b) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

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

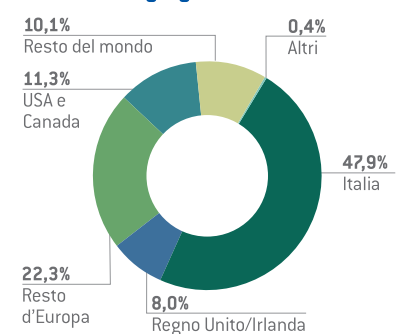
Informazioni riguardanti i collocamenti delle azioni		1995	1996	1997	1998	2001
Prezzi di collocamento	(€/azione)	5,42	7,40	9,90	11,80	13,60
Numero di azioni collocate	(mln di azioni)	601,9	647,5	728,4	608,1	200,1
di cui per attribuzione bonus share			1,9	15,0	24,4	39,6
Percentuale del capitale sociale ^(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 2012.

Andamento delle quotazioni dell'azione Eni sulla Borsa di Milano - (31 dicembre 2009 - 22 aprile 2013)



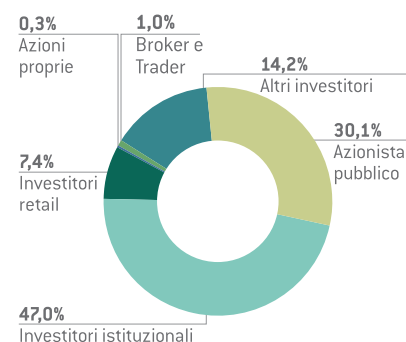
Distribuzione geografica dell'azionariato ^(*)



Andamento delle quotazioni dell'ADR Eni sulla Borsa di New York - (31 dicembre 2009 - 22 aprile 2013)



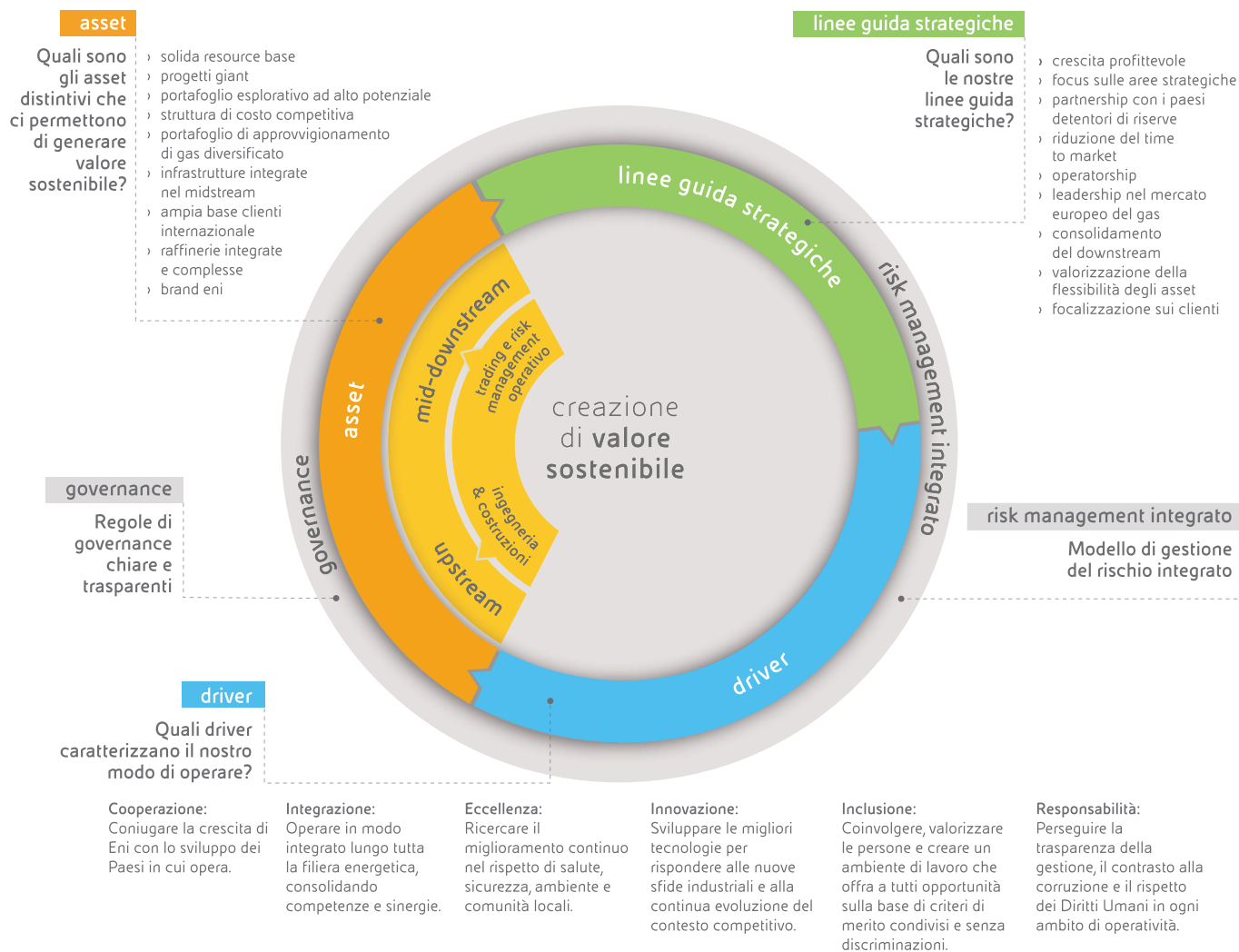
Composizione dell'azionariato ^(*)



(*) Al 27 settembre 2012, data del pagamento dell'acconto dividendo 2012.



Modello di business Eni



L'eccellente posizionamento di mercato e i vantaggi competitivi acquisiti da Eni sono il frutto di scelte strategiche coerenti con la natura di lungo termine dell'industria oil&gas e si fondano su un modello di business disegnato attorno a modalità consolidate di conduzione delle attività in un framework di regole di governance chiare e trasparenti, rispetto dei più elevati standard etici e rigore nella gestione dei rischi aziendali. Le strategie, i processi decisionali di allocazione delle risorse e la conduzione ordinaria del business (day-by-day operations) sono ispirati al principio cardine della creazione di valore sostenibile per i nostri azionisti e, più in generale, per i nostri stakeholders: le comunità presso le quali operiamo, grazie al costante contributo al miglioramento degli standard socio-economici e all'uso responsabile delle risorse; le nostre persone con un focus incessante sulla tutela della salute e della sicurezza dei luoghi di lavoro e la valorizzazione del contributo individuale e delle diversità; i fornitori, i partner e le Amministrazioni pubbliche attraverso una gestione trasparente che

rispetta i Diritti Umani e contrasta la corruzione; i clienti ai quali proponiamo un'offerta commerciale competitiva e sempre al passo con i tempi e un servizio di assoluta qualità.

Il 2012 è stato per Eni un anno di forte crescita della presenza mondiale, grazie a numerosi successi esplorativi, l'ingresso in nuovi Paesi e la gestione delle attività nei contesti di presenza storica.

Alla base di questi risultati c'è un approccio fondato sulla forte attenzione che Eni porge alle specificità dei luoghi in cui opera e quindi sulla **cooperazione** allo sviluppo dei territori di attività. Partendo da una valutazione delle potenzialità dei Paesi, Eni promuove, infatti, partnership con le comunità per offrire alle persone locali nuove opportunità di crescita e di sviluppo. Questa è una leva competitiva nei Paesi di recente ingresso ma anche in contesti di presenza storica; in ognuno di essi, l'obiettivo è quello di creare lavoro di qualità, con

un focus particolare sui talenti locali e sulle pari opportunità.

La cultura della pluralità è una caratteristica distintiva del business di Eni, che ha una forte connotazione internazionale.

L'**inclusione** di tutte le persone di Eni, delle diversità che esse esprimono, si coniuga con la tutela della salute e della sicurezza nelle attività lavorative, con lo sviluppo professionale e il coinvolgimento negli obiettivi di impresa. Eni assicura un trattamento equo verso tutte le sue persone definendo politiche retributive integrate a livello world wide e si impegna a rispettare i diritti fondamentali del lavoro in tutti i Paesi di presenza operativa promuovendone l'applicazione anche presso i propri fornitori.

La **responsabilità**, in termini di impegno nella trasparenza della gestione, nel contrasto alla corruzione e nel rispetto dei Diritti Umani in ogni ambito di operatività, è il presupposto di un contributo efficace allo sviluppo dei Paesi e della società civile. Nello svolgimento delle sue attività, Eni attiva un flusso di risorse che possono essere determinanti elementi di crescita per l'economia. Solo una ferma disciplina dell'integrità e la promozione della trasparenza, in particolare per quello che riguarda i pagamenti ai Paesi produttori, possono mettere al riparo da fenomeni corruttivi e costituire le premesse per un uso di tali risorse ai fini dello sviluppo sostenibile.

Il fine ultimo della crescita sostenibile è perseguito da Eni attraverso un modo di operare, fondato sull'**eccellenza operativa**, che fa leva sull'adozione di best practice, sistemi di qualità, tecnologie avanzate e sicure per garantire il pieno rispetto delle comunità e dell'ambiente. La gestione degli impianti in sicurezza e la minimizzazione dei rischi costituiscono un prerequisito per una corretta gestione ambientale e

la prevenzione e riduzione degli effetti sull'ambiente.

L'esplorazione delle aree di frontiera e dei territori considerati difficili e sensibili da un punto di vista ambientale, sono il risultato non solo della vocazione di Eni per lo sviluppo e l'applicazione di nuove tecnologie, ma anche di una strategia aziendale responsabile e sostenibile.

La presenza di Eni a livello globale e nelle aree più sensibili a livello ambientale è cresciuta grazie all'**innovazione tecnologica** e all'applicazione di metodi d'avanguardia che consentono lo sviluppo dell'attività anche in contesti difficili, garantendo la conservazione dell'ambiente e tutelando gli ecosistemi più complessi e la biodiversità.

Infine, come **impresa integrata** nell'energia, Eni si pone a fianco dei governi dei Paesi produttori per pianificare soluzioni che prevedano lo sviluppo dei sistemi energetici locali, affiancandosi alle compagnie nazionali nella produzione di fonti energetiche e realizzando infrastrutture che ne permettano l'utilizzo e la valorizzazione. Lo fa, in primis, contrastando la povertà energetica, in particolare in Africa Sub-Sahariana, con un supporto volto allo sviluppo di tecnologie in loco, ma anche di riduzione degli sprechi laddove le infrastrutture siano già presenti. Impegno, quello dell'accesso all'energia, che Eni ha rinnovato nel 2012 durante la Conferenza delle Nazioni Unite sullo Sviluppo Sostenibile, Rio +20.

In Europa, e in particolare in Italia, Eni si è attivata per rispondere alle nuove sfide dell'industria con una focalizzazione su prodotti a maggior valore aggiunto, con un ampliamento e con una differenziazione del portafoglio dei prodotti. Eni ha, infatti, intrapreso un percorso di evoluzione e rilancio della propria presenza nella chimica e nella raffinazione cogliendo il grande potenziale della Chimica Verde e della bioraffinazione.

Sicurezza		2008	2009	2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,14	0,92	0,75	0,60	0,49
- dipendenti		1,22	0,84	0,80	0,65	0,57
- contrattisti		1,09	0,97	0,71	0,57	0,45
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	2,75	1,20	4,77	1,94	1,10
- dipendenti		2,55	0,89	6,66	1,19	0,87
- contrattisti		2,85	1,40	3,55	2,38	1,23
Investimenti e spese sicurezza	(€ migliaia)	407.930	487.660	260.434	320.117	370.559
Malattie professionali denunciate	(numero)	82	123	184	135	71
Investimenti e spese salute e igiene	(€ migliaia)	66.601	78.219	55.070	78.950	48.156

Spese per il territorio		2008	2009	2010	2011	2012
		(€ milioni)				
Spese totali per il territorio		85,9	97,7	107,2	100,9	90,6
- investimenti progettuali		69,4	70,4	75,4	69,3	63,1
- investimenti di breve termine e liberalità		0,5	0,9	4,4	0,9	3,4
- quote di adesione ad organismi associativi		1,5	1,5	1,6	1,6	1,8
- contributi a Eni Foundation		-	5,0	5,0	3,0	-
- sponsorizzazioni per il territorio		11,4	16,2	17,1	22,4	18,6
- contributi alla Fondazione Eni Enrico Mattei		3,2	3,7	3,7	3,7	3,7

Persone		2008	2009	2010	2011	2012
Dipendenti al 31 dicembre	(numero)	71.714	71.461	73.768	72.574	77.838
- uomini		60.103	59.506	61.607	60.032	64.978
- donne		11.611	11.955	12.161	12.542	12.860
Dipendenti all'estero per tipologia		41.971	42.633	45.967	45.516	51.034
- locali		33.233	33.483	35.835	34.801	39.668
- espatriati italiani		2.769	2.771	3.123	3.208	3.867
- espatriati internazionali (inclusi TCN)		5.969	6.379	7.009	7.507	7.499
Dipendenti dirigenti		1.471	1.437	1.454	1.468	1.474
- di cui donne		129	141	147	152	159
Dipendenti quadri		12.058	12.395	12.837	12.754	13.199
- di cui donne		2.075	2.258	2.421	2.477	2.615
Dipendenti impiegati		33.483	33.931	34.599	36.019	38.497
- di cui donne		9.063	9.171	9.040	9.394	9.777
Dipendenti operai		24.702	23.698	24.878	22.333	24.668
- di cui donne		344	385	553	519	309
Dipendenti all'estero locali per categoria professionale		33.233	33.483	35.835	34.801	39.668
- di cui dirigenti		245	224	228	228	223
- di cui quadri		2.900	3.138	3.461	3.476	3.798
- di cui impiegati		14.864	15.533	16.269	17.529	19.683
- di cui operai		15.224	14.588	15.877	13.568	15.964
Ore di formazione	(migliaia di ore)	2.888	2.930	2.949	3.127	3.132

Procurato per area geografica 2012		Africa	Americhe	Asia	Italia	Resto d'Europa	Oceania
Numero fornitori utilizzati	(numero)	6.920	4.541	4.436	11.092	8.573	428
Procurato totale	(€ milioni)	7.099	2.463	5.542	12.328	3.635	745
- in beni	(%)	11,7	29,1	11,9	20,0	17,3	18,9
- in lavori		7,3	21,1	55,5	16,3	21,8	15,4
- in servizi		49,5	44,3	28,8	56,0	48,7	56,1
- non dettagliabile		31,5	5,5	3,8	7,7	12,2	9,6

Procurato locale 2012 per Paese		
% procurato su mercato locale	Paesi	
0 - 25%	Algeria, Croazia, Iraq, Libia, Mozambico, Lussemburgo, Perù, Polonia, Portogallo, Venezuela.	
25 - 50%	Angola, Francia, Germania, Ghana, Iran, Kazakhstan, Svizzera.	
50 - 75%	Arabia Saudita, Australia, Brasile, Repubblica del Congo, Ecuador, Egitto, Gabon, Gran Bretagna, Norvegia, Pakistan, Tunisia.	
75 - 100%	Argentina, Canada, India, Indonesia, Italia, Messico, Nigeria, Paesi Bassi, Romania, Russia, Singapore, Stati Uniti, Ungheria.	

Fornitori		2008	2009	2010	2011	2012
Procurato	(€ milioni)	28.375	33.084	31.187	32.586	31.811
Percentuale procurato top 20	(%)	23	24	18	20	15
Fornitori utilizzati	(numero)	27.956	33.447	32.601	31.878	32.621
Cicli di qualifica effettuati nell'anno		15.466	21.066	32.962	26.936	31.991
Fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani		5.772	7.798	10.096	11.471	12.471
% procurato verso fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani	(%)	88	87	85	90	88

Clienti e consumatori		2008	2009	2010	2011	2012
Soddisfazione dei clienti R&M						
Indice di soddisfazione clienti R&M	(scala likert)	8,14	7,93	7,84	7,74	7,90
Clienti coinvolti nell'indagine di soddisfazione (R&M)	(numero)	22.609	10.711	30.618	30.524	30.438
Soddisfazione dei clienti G&P sui servizi telefonici						
Punteggio soddisfazione clienti G&P	(%)	75,3	83,7	87,4	88,6	89,8^(b)
Media Panel ^(a)		84,9	87,0	87,4	90,8	90,6

(a) Il panel analizzato si riferisce a società che rappresentano oltre il 50% del mercato e che hanno più di 50.000 clienti (fonte: indagine AEEG relativa a qualità dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas).

(b) Poiché alla data di pubblicazione del presente documento l'AEEG non ha ancora pubblicato la graduatoria dell'indagine sulla qualità dei servizi telefonici relativa al secondo semestre 2012, il dato è calcolato come media tra il PSC del primo semestre rilevato dall'AEEG e il risultato del secondo semestre rilevato attraverso l'indagine di soddisfazione svolta da Eni.

Innovazione tecnologica		2008	2009	2010	2011	2012
Spese in R&S	(€ milioni)	338	287	275	246	263
- spese in R&S al netto dei costi generali ed amministrativi		211	233	218	190	211
Valore tangibile generato da R&S ^(a)		n.d.	362	540	730	1.006
Dipendenti impegnati in attività R&S (full time equivalent)	(numero)	1.123	1.019	1.019	925	975
Brevetti in vita		8.040	7.751	7.998	8.884	8.931

(a) Valore riferito alle attività E&P, R&M e Versalis e misurato a partire dal 2009, da quando il processo di rilevamento è in atto.

Ambiente		2008	2009	2010	2011	2012
Emissioni dirette di GHG	(ton CO ₂ eq)	59.589.334	55.494.551	58.259.157	49.121.224	52.493.340
- di cui CO ₂ da combustione e da processo	(ton)	36.475.270	35.788.121	37.948.625	35.319.845	36.365.220
- di cui CO ₂ equivalente da flaring	(ton CO ₂ eq)	16.535.835	13.839.353	13.834.988	9.553.894	9.461.518
- di cui CO ₂ equivalente da metano incombusto e da emissioni fugitive		4.187.532	3.684.874	4.135.523	3.214.469	4.470.307
- di cui CO ₂ equivalente da venting		2.390.697	2.182.202	2.340.021	1.033.017	2.196.295
Emissioni di CO ₂ eq/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(tonCO ₂ eq/tep)	0,254	0,235	0,235	0,206	0,225
Emissioni di CO ₂ eq/kWheq (EniPower)	(kgCO ₂ eq/kWheq)	0,402	0,410	0,407	0,410	0,399
Emissioni di CO ₂ eq/uEDC (R&M)	(tonCO ₂ eq/kbb/SD)	1.297	1.240	1.284	1.229	1.141
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(ton NO ₂ eq)	112.328	110.910	106.040	97.114	115.571
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(ton SO ₂ eq)	47.160	45.985	50.085	37.943	30.137
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(ton)	80.856	75.318	68.490	46.228	48.702
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		4.195	3.936	3.783	3.297	3.548
Energia impiegata/produzione lorda di idrocarburi 100% operata (E&P)	(GJ/tep)	1,418	1,676	1,855	1,958	2,049
Prelievi idrici totali	(Mm ³)	3.023,32	2.839,97	2.786,78	2.577,22	2.357,56
Totale acqua di produzione e/o processo estratta		52,93	59,67	61,15	58,16	61,17^(a)
- di cui re-iniettata		14,88	23,32	27,11	25,18	20,82
Totale acqua riciclata e/o riutilizzata		460,93	490,22	544,63	521,76	521,46
Numero totale di oil spill ^(b)	(numero)	382	308	330	418	771
Volume totale di oil spill ^(b)	(barili)	7.024	21.547	22.964	14.952	12.472
- da atti di sabotaggio e terrorismo		2.286	15.288	18.695	7.657	8.616
- da incidenti		4.749	6.259	4.269	7.295	3.856
Rifiuti da attività produttive prodotti	(ton)	1.186.618	1.078.839	1.400.488	1.309.135	1.378.351
Rifiuti da attività produttive pericolosi prodotti		479.828	418.120	489.108	476.552	365.668
Rifiuti da attività produttive non pericolosi prodotti		706.790	660.719	911.380	832.582	1.012.683
Rifiuti da attività di bonifica da smaltire o recuperare/riciclare		9.199.934	10.163.403	11.020.439	13.869.509	16.294.882
Spese e investimenti ambientali	(€ migliaia)	947.605	1.230.503	916.201	893.421	743.183

(a) Per l'anno 2012 il valore include il contributo dell'acqua di produzione iniettata in pozzi profondi a scopo disposal pari a 9,43 Mm³.

(b) Nel 2010 e 2011 per il settore E&P sono considerati esclusivamente gli oil spill superiori ad un barile; a partire dal 2012 il dato include anche gli oil spill inferiori ad un barile (pari a 453, corrispondenti a 3.684 barili).

Exploration & Production

Principali indicatori di performance

		2008	2009	2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,84	0,49	0,72	0,41	0,28
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,93	0,59	0,48	0,41	0,36
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	3,54	1,77	7,90	1,83	0,81
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	33.042	23.801	29.497	29.121	35.881
Utile operativo		16.239	9.120	13.866	15.887	18.451
Utile operativo adjusted		17.166	9.489	13.898	16.075	18.518
Utile netto adjusted		7.862	3.881	5.609	6.865	7.425
Investimenti tecnici		9.281	9.486	9.690	9.435	10.307
ROACE adjusted	(%)	29,2	12,3	16,0	17,2	17,6
Profit per boe ^(b)	(\$/boe)	16,00	8,14	11,91	16,98	15,95
Opex per boe ^(b)		5,45	5,77	6,14	7,28	7,10
Cash Flow per boe ^(d)		32,25	23,70	25,52	31,65	32,77
Finding & Development cost per boe ^{(c) (d)}		28,79	28,90	19,32	18,82	17,37
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi ^(d)		68,13	46,90	55,60	72,26	73,39
Produzione di idrocarburi ^{(d) (e)}	(migliaia di boe/giorno)	1.797	1.769	1.815	1.581	1.701
Riserve certe di idrocarburi ^{(d) (e)}	(milioni di boe)	6.600	6.571	6.843	7.086	7.166
Vita utile residua delle riserve certe ^(d)	(anni)	10,0	10,2	10,3	12,3	11,5
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve al netto dell'effetto del coefficiente di conversione del gas ^(d)	(%)	130	93	127	143	147
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.236	10.271	10.276	10.425	11.304
di cui: <i>all'estero</i>		6.182	6.388	6.370	6.628	7.371
Oil spill da incidenti	(barili)	4.738	6.259	3.820	2.930	3.093
Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		2.286	15.288	18.695	7.657	8.384
Acqua di formazione re-iniettata	(%)	28	39	44	43	49
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	33,21	29,73	31,20	23,59	28,46
di cui: <i>da flaring</i>		16,54	13,84	13,83	9,55	9,46
Community investment	(€ milioni)	65	67	72	62	59

(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) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00636 barili di petrolio). L'aggiornamento ha avuto un impatto di 9 mila boe/giorno sulla produzione e di 40 milioni di boe sul dato delle riserve a inizio periodo.

Performance dell'anno

- Nel 2012 prosegue il trend di miglioramento degli indici infortunistici pari al -31,7% per i dipendenti e -12,2% per i contrattisti rispetto al 2011.
- Nel 2012 le emissioni di gas serra registrano un incremento del 20,6% per la ripresa delle attività in Libia. Rimangono sostanzialmente invariate (-0,9%) le emissioni da flaring.
- Nel 2012 i volumi sversati per oil spill registrano un aumento (+5,6% da incidenti; +9,5% da atti di sabotaggio e terrorismo) a seguito essenzialmente degli eventi di forza maggiore e della situazione di sicurezza in Nigeria.
- Raggiunto il migliore risultato di sempre nell'acqua re-iniettata, con un livello pari al 49%. In particolare il programma nel giacimento Belajim (Eni 100%) in Egitto ha conseguito il risultato del 99%.
- Nel 2012 il settore Exploration & Production registra una performance

- record con €7.425 milioni di utile netto adjusted in aumento dell'8,2% rispetto al 2011, trainata dalla ripresa della produzione in Libia.
- La produzione di idrocarburi reported del 2012 è stata di 1.701 mila boe/giorno (+7% su base omogenea) grazie alla ripresa delle attività in Libia e al contributo degli avvii/regimazioni dell'anno, in particolare in Russia e Australia, nonché alle maggiori produzioni in Iraq.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2012 raggiungono il livello record degli ultimi otto anni a 7,17 miliardi di barili, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 111 \$/barile. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è stato del 147% su base omogenea (107% all sources su base omogenea). La vita utile residua delle riserve è di 11,5 anni (12,3 anni nel 2011).

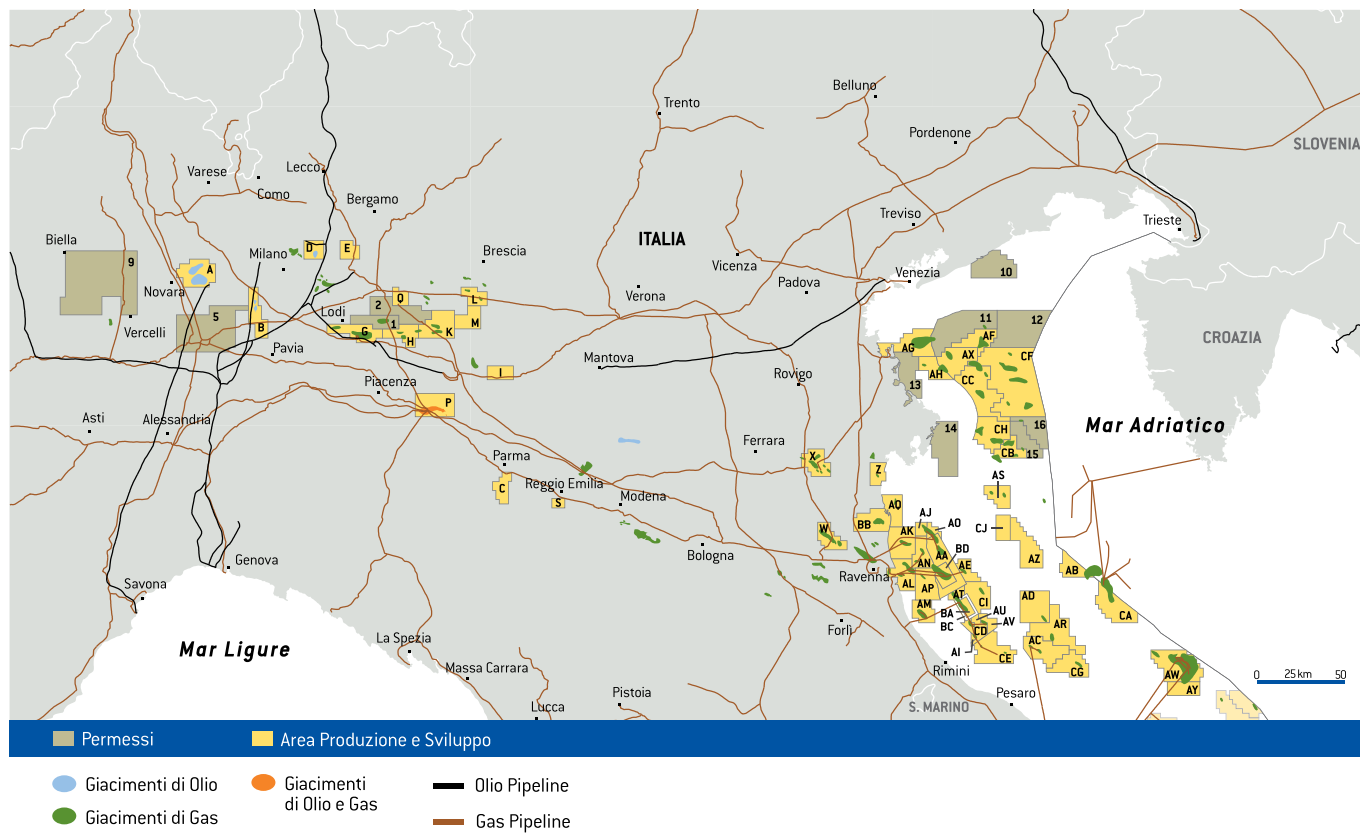
Esplorazione

- Il 2012 è stato un anno record per l'attività esplorativa con risorse scoperte pari a 3,64 miliardi di boe, circa sei volte la produzione annua raggiungendo i migliori livelli di sempre, con tempi rapidi di sviluppo e a costi competitivi. L'approccio Eni nella selezione degli obiettivi di crescita, l'applicazione delle nostre avanzate tecnologie e la conoscenza dei bacini core saranno le chiavi per raggiungere i target futuri.
- I numerosi successi registrati in Mozambico nel bacino offshore di Rovuma nell'Area 4 con la scoperta a gas del Mamba Complex hanno consentito di individuare un potenziale esplorativo di 2.115 miliardi di metri cubi di gas in place, confermando l'area come il più grande ritrovamento di sempre della storia Eni. Gli studi geologici evidenziano un'elevata produttività degli attuali pozzi esplorativi che permetterà di produrre l'ampia resource base dell'area attraverso un numero limitato di pozzi conseguendo livelli di elevata efficienza nel progetto.
 - Nel Mare di Barents la campagna di appraisal della scoperta Skrugard e la nuova scoperta Havis hanno evidenziato volumi recuperabili stimate in circa 500 milioni di barili al 100% nell'intera licenza PL 532 (Eni 30%).
 - Le recenti attività di appraisal della scoperta di Sankofa nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%) in Ghana, confermano l'elevato potenziale dell'area che viene stimato complessivamente in circa 450 milioni di barili di olio in place.
 - Importante scoperta a gas nell'onshore del Pakistan con risorse stimate tra 8,5 e 11,5 miliardi di metri cubi di gas in place. Lo sviluppo del giacimento rientra nella strategia di Eni di focalizzazione su asset convenzionali e sinergici.
 - Sono state riavviate le attività esplorative onshore in Libia attraverso la perforazione del pozzo esplorativo A1-108/4 che raggiungerà una profondità totale di circa 4.420 metri. Si tratta del primo di una campagna esplorativa onshore che continuerà nel 2013 e che segna un altro passo importante per la ripresa delle attività upstream Eni nel Paese.
 - Ulteriori successi esplorativi dell'anno sono stati registrati in Egitto, Congo, Indonesia, Angola, Stati Uniti e Nigeria dove l'immediata disponibilità di infrastrutture consente di ridurre il time-to-market delle risorse scoperte.
 - Sono state acquisite licenze esplorative in Paesi a elevato potenziale quali Kenia, Liberia, Vietnam, Cipro, nell'offshore Russo e di shale gas in Ucraina nonché in aree di consolidata presenza quali Cina, Pakistan, Indonesia e Norvegia.
 - Gli investimenti nell'esplorazione dell'anno ammontano a €1.850 milioni, +52,9% rispetto al 2011, e hanno riguardato il completamento di 60 nuovi pozzi esplorativi (34,1 in quota Eni). Il tasso di successo commerciale è del 40% (40,8% in quota Eni). A fine esercizio risultano 144 pozzi in progress (62 in quota Eni).

Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

- È stato firmato l'accordo per la cessione alla società cinese CNPC della quota del 28,57% della società Eni East Africa, titolare del 70% della partecipazione nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico, per un corrispettivo di \$4.210 milioni. L'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti autorità. Una volta finalizzata la cessione, CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente la partecipazione del 20% nell'Area 4, mentre Eni attraverso la partecipazione di controllo in Eni East Africa, rimane proprietaria del 50%.
- Finalizzato tra le Contracting Companies dell'FPSA di Karachaganak e le Autorità kazake il settlement agreement per la chiusura del contenzioso in materia di recuperabilità contrattuale dei costi. Per effetto dell'accordo le Contracting Companies hanno ceduto pro-quota a KazMunai-Gaz il 10% del progetto per il corrispettivo netto di \$1 miliardo (\$325 milioni in quota Eni). La quota Eni nell'iniziativa scende dal 32,5% al 29,25%.
 - È stato firmato un accordo con Anadarko Petroleum Corporation che consentirà di realizzare in Mozambico un programma di sviluppo coordinato delle attività offshore in comune tra l'Area 4, operata da Eni, e l'Area 1, operata da Anadarko, che include la progettazione e realizzazione congiunta di impianti onshore per la produzione di GNL nel nord del Paese.
 - I partner del Consorzio di Kashagan e le Autorità kazakhe hanno firmato un Settlement Agreement per la revisione del piano di sviluppo (Amendment 4) contenente l'aggiornamento dei costi, l'update della tempistica del progetto e la chiusura dei contenziosi relativi alla recuperabilità dei costi contrattuali e fiscali. L'avvio della produzione commerciale è previsto entro il primo semestre 2013.
 - Sono stati realizzati percorsi formativi nel campo dei Diritti Umani destinati al personale, impegnato in particolare nel campo della sicurezza, presso le realtà operative del Congo e dell'Angola. Il programma ha coinvolto complessivamente circa 900 persone nelle aree di Pointe-Noire e Luanda, rispettivamente.
 - Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio titoli sono stati ceduti asset in produzione e sviluppo in Italia, Nigeria, Norvegia, Regno Unito e nell'offshore del Golfo del Messico.
 - È stato approvato dalle autorità venezuelane il piano di sviluppo del progetto a gas Perla, localizzato nel Blocco Cardón IV (Eni 50%), nel Golfo di Venezuela. Inoltre sono state sanzionate le ulteriori due fasi di sviluppo in programma, con l'obiettivo di raggiungere un plateau stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno.
 - Altri importanti progetti sono stati sanzionati in Angola, Congo, Nigeria e Italia che contribuiranno con 59 mila boe/giorno di nuova produzione al 2016.
 - Sono stati investiti €8.304 milioni nel completamento di importanti progetti di sviluppo (+12,9% rispetto al 2011), in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Congo, Italia, Kazakhstan, Angola e Algeria.
 - Nel 2012 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €94 milioni (€90 milioni nel 2011).

I Paesi di attività



Italia

Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2012, la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 189 mila boe/giorno. L'attività è condotta nel Mare Adriatico e Ionico, nell'Appennino Centro-Meridionale, nell'onshore e nell'offshore siciliano e nella Val Padana per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 22.285 chilometri quadrati (17.556 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività operate di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione (54 nell'onshore e 61 nell'offshore).

Nell'ambito delle iniziative di efficienza energetica, sono state studiate iniziative volte all'applicazione di tecnologie innovative, tra cui: (i) la tecnologia Organic Rankine Cycle (ORC) per aumentare l'efficienza delle centrali di compressione gas con risparmio di emissioni di CO₂, di cui è prevista una realizzazione presso la centrale di Fano; e (ii) l'ottimizzazione del processo di refrigerazione del GNL, oggetto di brevetto Eni, che permette aumenti dell'efficienza complessiva.

Mare Adriatico e Ionico

Produzione I giacimenti hanno fornito nel 2012 il 50% della produzione Eni in Italia, principalmente gas. I principali sono Barbara, Annamaria, Angela-Angelina, Porto Garibaldi, Cervia, Bonaccia, Luna e Hera Lacinia. La produzione è operata attraverso 73 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.

Nell'ambito degli accordi siglati con gli enti locali nell'area di Raven-

na, proseguono i progetti per la preservazione dell'ecosistema in particolare nelle Valli di Comacchio nel Parco del Delta del Po.

Sviluppo Le principali attività hanno riguardato: (i) attività di ottimizzazione sui campi di Antonella, Barbara, Basil, Brenda, Naomi & Pandora e Porto Corsini; e (ii) attività di upgrading dei sistemi di compressione degli idrocarburi sulle piattaforme produttive del giacimento Barbara.

Appennino Centro-Meridionale

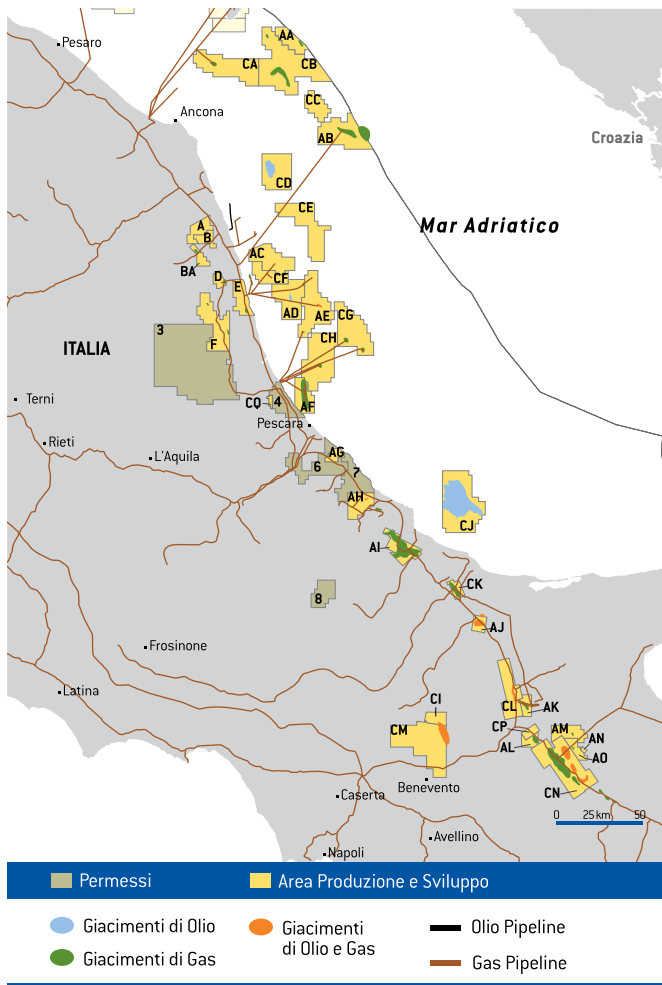
Produzione Eni è operatore della concessione Val d'Agri (Eni 60,77%) in Basilicata, risultante dall'unificazione delle concessioni Volturino e Grumento Nova a fine 2005. La produzione proveniente dai giacimenti Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone è alimentata da 26 pozzi produttori ed è trattata presso il centro olio di Viggiano. Il petrolio attraverso un oleodotto della lunghezza di 136 chilometri è lavorato presso la Raffineria Eni di Taranto. La produzione di gas è immessa nella rete nazionale.

Nel 2012, la concessione ha prodotto il 30% della produzione Eni in Italia.

Sviluppo Prosegue l'attività volta a finalizzare il programma di sviluppo di Val d'Agri, oggetto di accordo con la Regione Basilicata nel 1998; a fine anno sono iniziati i lavori per l'installazione di una nuova linea di trattamento gas per arrivare alla capacità produttiva di 104 mila barili/giorno.

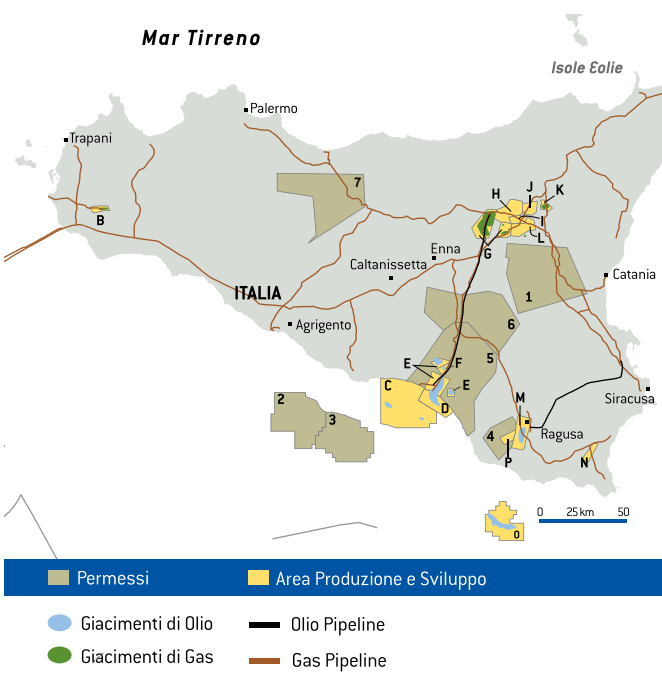
Sicilia

Produzione Eni è operatore in 12 concessioni di coltivazione nell'onshore e 2 nell'offshore siciliano. I principali giacimenti sono Gela, Ragusa, Tre-



sauro, Giaurone, Fiumetto e Prezioso che nel 2012 hanno prodotto circa il 10% della produzione Eni in Italia.

Sviluppo Nell'onshore, continuano le attività di manutenzione sui pozzi in produzione del campo di Gela. Nell'offshore proseguono gli studi per lo sviluppo dei progetti nel canale di Sicilia dei campi di Argo e Cassiopea.



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 8.490 chilometri quadrati (2.676 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2012, la produzione Eni nel Paese è stata di 126 mila boe/giorno. Nell'aprile 2012 Eni ha sottoscritto con la società Solveig Gas Norway AS un accordo per la cessione della partecipazione nella Gassled JV (Eni 1,43%), un sistema di gasdotti e di terminal per il trasporto di gas naturale. La cessione si è perfezionata alla fine dell'anno, per un prezzo pari a circa €130 milioni.

Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Norvegia sono regolate da Production License. La Production License (PL) autorizza il detentore a effettuare rilievi sismografici, attività di perforazione e produzione per un certo numero di anni, con possibilità di rinnovo.

Mare di Norvegia

Produzione Eni partecipa in 10 licenze produttive. I principali giacimenti sono Åsgard (Eni 14,82%), Kristin (Eni 8,25%), Heidrun (Eni 5,17%), Mikkel (Eni 14,9%), Tyrihans (Eni 6,2%), Marulk (Eni 20%, operatore) e Morvin (Eni 30%) che nel 2012 hanno fornito il 78% 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 Continuano le attività di valorizzazione delle recenti scoperte nei pressi di Åsgard. In particolare prosegue lo sviluppo della scoperta Marulk, avviata a inizio aprile 2012 con una produzione nel corso dell'anno di circa 12 mila boe/giorno (circa 2 mila boe/giorno in quota Eni).

Esplorazione Eni partecipa in 33 Prospecting License con quote comprese tra il 5% e il 50%, 4 delle quali operate.

Nel corso dell'anno è stata acquisita la licenza esplorativa PL 091D con la quota del 7,9%.

Mare del Nord Norvegese

Produzione Eni partecipa in 5 licenze produttive. Il principale giacimento è Ekofisk (Eni 12,39%) nella PL 018, che nel 2012 ha prodotto circa 28 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 22% 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.

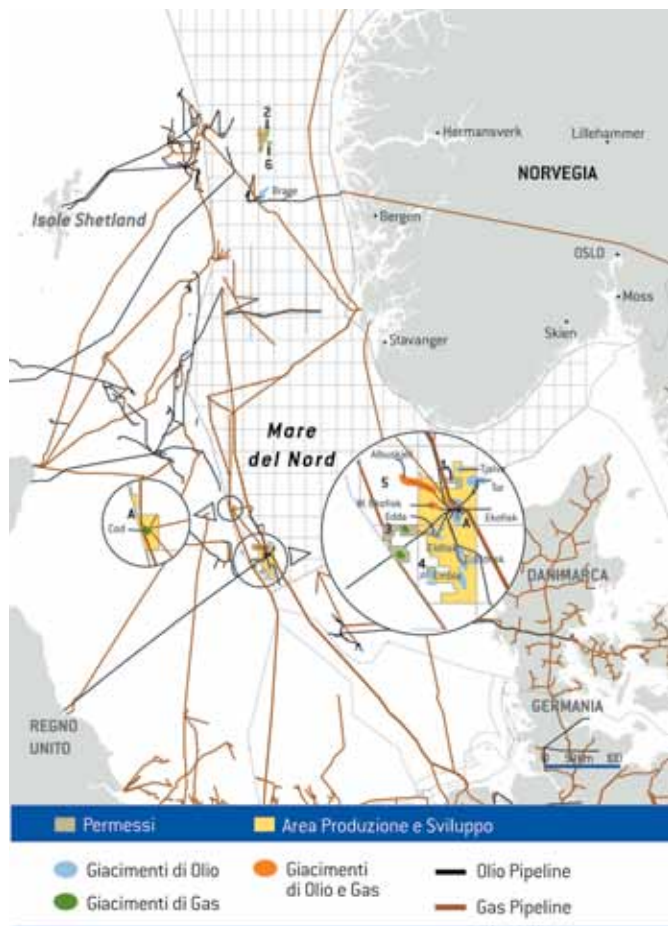
Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato il mantenimento e l'ottimizzazione di Ekofisk attraverso la perforazione di pozzi di infilling, lo sviluppo dell'Area South, l'upgrading delle facility esistenti e l'ottimizzazione della water injection.

Esplorazione Eni partecipa in 7 Prospecting License con quote comprese tra il 12% e il 45%, 2 delle quali operate.

Mare di Barents

L'attività condotta nel Mare di Barents riguarda attualmente la fase esplorativa e di sviluppo. Eni partecipa in 14 licenze, di cui 8 come operatore. L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nella licenza PL 532

(Eni 30%), con la campagna di appraisal del potenziale minerario della scoperta a olio e gas di Skrugard e con la nuova scoperta del giacimento a olio e gas Havis. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza sono attualmente stimate in circa 500 milioni di barili al 100% e saranno oggetto di un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente; (ii) nella licenza PL 533 (Eni 40%), con la scoperta a gas e condensati di Salina.



Sono state acquisite le licenze esplorative PL 697 (Eni 65%, operatore), PL 657 (Eni 80%, operatore) e PL 696 (Eni 30%).

L'attività di sviluppo è concentrata sul giacimento Goliat nella PL 229 (Eni 65%, operatore). Lo start-up produttivo è atteso nel 2014, con una produzione a regime di circa 100 mila barili/giorno. Sono state completate le facility subsea ed è in corso di realizzazione la FPSO. Nel corso del 2012 è stato completato l'emergency oil spill preparedness program attraverso il coinvolgimento di tutti gli stakeholder dell'area con la verifica di tutte le fasi di risposta a una fuoriuscita di petrolio. Il test ha coinvolto l'operatore Eni, il partner dell'iniziativa e l'autorità norvegese del Clean Seas (NOFO) nonché altro personale e risorse del settore pubblico e privato. In particolare sono stati elaborati e testati metodi di pulizia della costa, sviluppate metodologie di intervento rapido anche mediante mezzi navali abitualmente utilizzati per la pesca. I risultati hanno evidenziato come il progetto Goliat disponga di un sistema d'avanguardia per la gestione di oil spill, in termini di organizzazione, consolidamento dell'apparato di emergenza e sviluppo di attrezzature e tecnologie. Le Autorità norvegesi hanno riconosciuto tale progetto come standard di riferimento per tutti i futuri progetti di sviluppo nell'Artico.

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 2.702 chilometri quadrati (914 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2012, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 47 mila boe/giorno (di cui circa il 50% di liquidi).

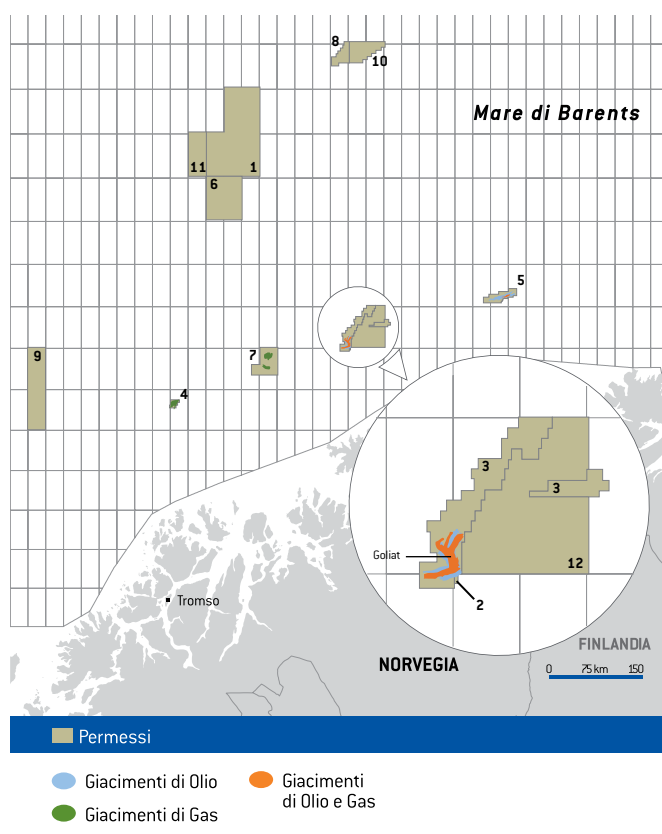
Nel corso del 2012 è stato risolto l'incidente causato da una fuoriuscita di gas durante lo svolgimento di operazioni di pozzo presso il giacimento di Elgin/Franklin (Eni 21,87%) localizzato nel Mare del Nord inglese e operato da altra compagnia petrolifera internazionale. Il giacimento è in shut down da fine marzo e il riavvio della produzione è avvenuto nel corso del primo trimestre 2013. L'impatto sulla produzione dell'anno è stimato in circa 7 milioni barili.

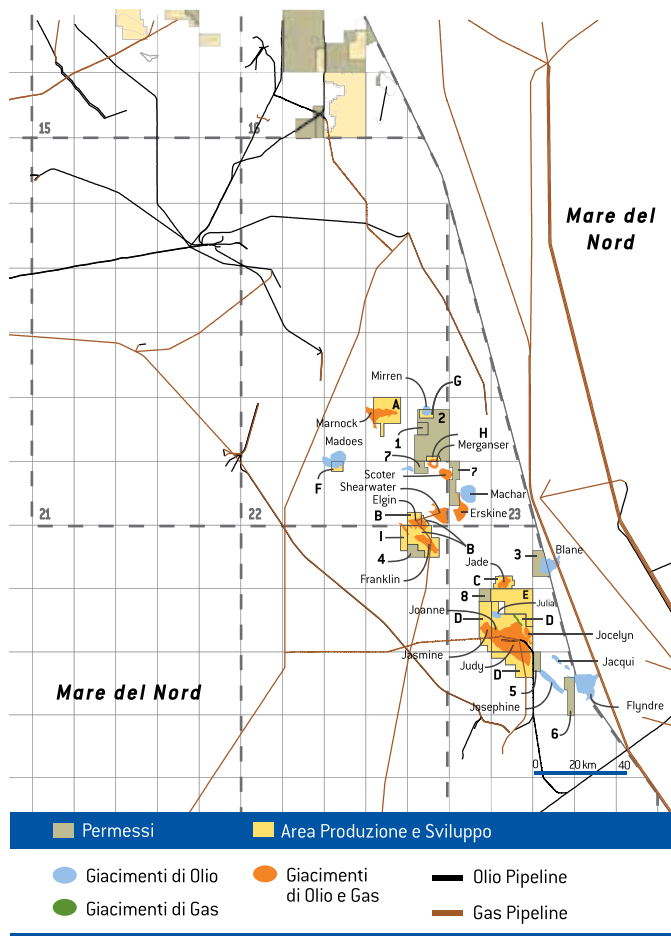
È stato siglato un accordo per la cessione degli asset in sviluppo/produzione di Mariner (Eni 20%), Andrew (Eni 16,21%), Kinnoul (Eni 16,67%), Flotta Catchment Area (Eni 20%) e altri minori. Alla fine dell'anno è stata perfezionata la cessione del giacimento Mariner. La completion date relativa agli altri asset è prevista nel corso del 2013. Gli accordi raggiunti rientrano nella strategia Eni di ottimizzazione del portafoglio titoli del Paese.

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

Produzione Eni partecipa in 13 aree produttive, di cui la Hewett Area come operatore con una quota dell'89%. Gli altri principali giacimenti sono Elgin/Franklin, West Franklin (Eni 21,87%), Liverpool Bay (Eni 53,9%), J-Block Area (Eni 33%), Flotta Catchment Area (Eni 20%) e MacCulloch (Eni 40%) che nel 2012 hanno fornito il 91% della produzione Eni del Paese.

Sviluppo Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il giacimento a gas e condensati di Jasmine (Eni 33%) con le attività di costruzione delle facility produttive e di trattamento. Lo start-up produttivo è atteso entro la fine del 2013; (ii) il giacimento West





Franklin con la costruzione delle piattaforme produttive e pipeline di collegamento alle facility di trattamento presenti nell'area.

Esplorazione Eni partecipa in 30 blocchi esplorativi con quote comprese tra il 5% e il 41%, 2 dei quali operati.

■ Africa Settentrionale

Algeria

Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2012 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 78 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'area Bir Rebaa nel deserto sahariano sud-orientale nei seguenti blocchi di esplorazione e sviluppo: (i) i Blocchi 403a/d (Eni 100%); (ii) il Blocco Rom Nord (Eni 35%); (iii) i Blocchi 401a/402a (Eni 55%); (iv) i Blocchi 403 (Eni 50%) e 404 (Eni 12,25%, non operato); (v) il Blocco 212 (Eni 22,38%) in cui sono state già effettuate scoperte esplorative; (vi) i Blocchi 208 (Eni 12,25%, non operato) e 405b (Eni 75%) in fase di sviluppo.

La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 3.798 chilometri quadrati (1.232 chilometri quadrati in quota Eni).

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 2012 l'area ha fornito il 21% della produzione in quota Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN, Rom e satelliti. La produzione di Rom e satelliti (Zea, Zek e Rec) è raccolta presso la Central Production Facilities (CPF) di Rom ed inviata all'impianto di trattamento di BRN per il trattamento finale; la produzione del campo HBN è trattata nel centro olio HBN/HBNS del Groupement Berkine.

Sviluppo È stata completata la realizzazione di un nuovo sistema di pompaggio multi-fase della produzione che ha consentito di raggiungere l'obiettivo di zero gas flaring in compliance alla vigente legge del Paese.

Blocchi 401a/402a

Produzione Nel 2012 l'area ha fornito circa il 24% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti ROD/SFNE e satelliti. Sono in corso interventi nell'area in produzione per il mantenimento del plateau produttivo.

Blocco 403

Produzione Nel 2012 l'area ha fornito circa il 18% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti BRN, BRW e BRSW.

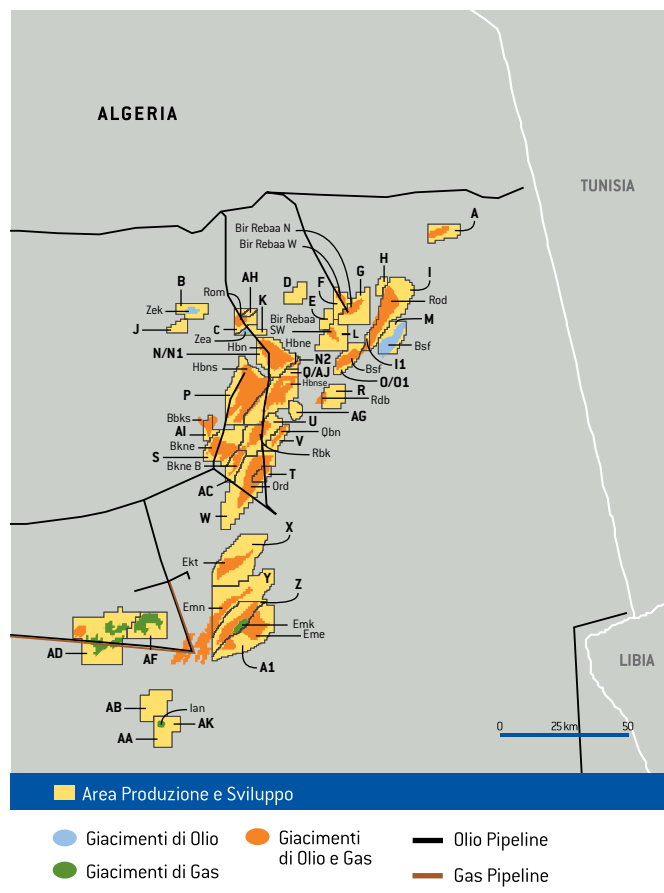
Blocco 404

Produzione Nel 2012 l'area ha fornito circa il 37% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti HBN e HBNS.

Blocco 405b

Produzione È stata avviata la produzione del giacimento MLE (Eni 75%) nell'ambito del programma di sviluppo congiunto con il giacimento CAFC. È in marcia un impianto di trattamento gas con una capacità produttiva ed export giornalieri di 9 milioni di metri cubi di gas, 15.000 barili di olio e condensato e 12.000 barili di GPL. Sono state realizzate quattro pipeline per l'esportazione collegate al network del Paese.

Sviluppo Proseguono le attività del progetto CAFC Oil. Il programma di sviluppo prevede la costruzione di un impianto per il trattamento dell'olio che sfrutterà le sinergie con gli impianti di produzione di MLE. Lo start-up è atteso nel 2015. Il progetto congiunto MLE-CAFC prevede il raggiungimento di un plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2016.



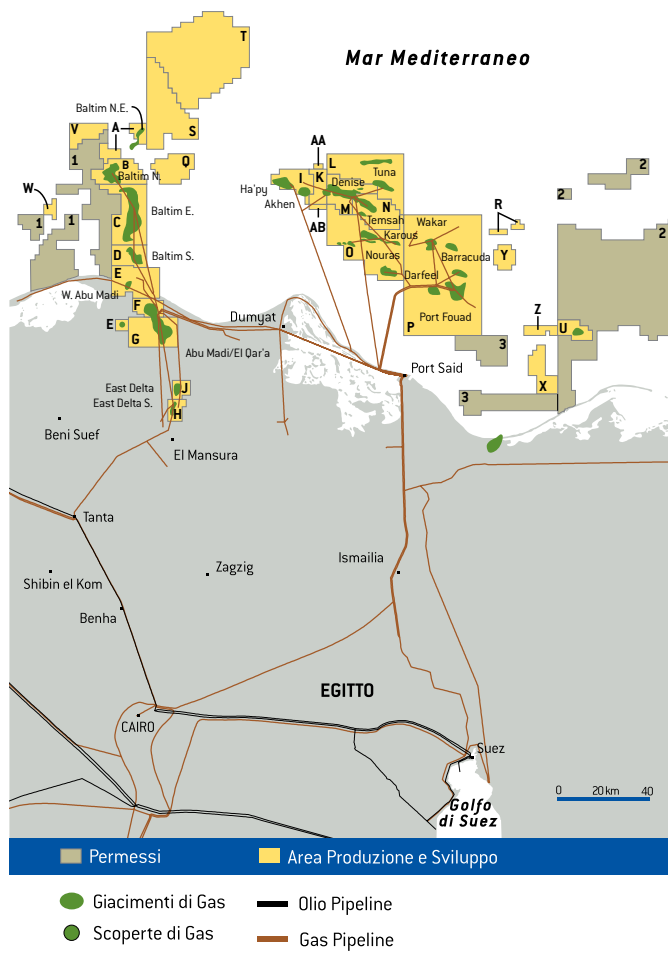
Blocco 208

Sviluppo È localizzato a sud dell'area di Bir Rebaa. Il progetto El Merk prevede lo sviluppo di quattro giacimenti che si estendono nel Blocco 208 e in un'area contrattuale adiacente di altri operatori. La final investment decision è stata raggiunta nel 2009. Proseguono le attività di drilling nell'area e sono in corso di realizzazione gli impianti di trattamento. Il programma di sviluppo prevede la realizzazione di un impianto di trattamento di gas di 18 milioni di metri cubi/giorno, di due treni olio da 65 mila barili/giorno e di tre pipeline di esportazione collegate al network del Paese per la produzione di circa 18 mila barili/giorno in quota Eni nel 2015. Lo start-up è previsto nel 2013.

Egitto

Eni è presente in Egitto dal 1954; nel 2012 la produzione di idrocarburi è stata di 235 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 14% della produzione annuale di idrocarburi. Eni opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 12.782 chilometri quadrati (4.590 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 56%) 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 Temsah (Eni 50%, operatore), di Baltim (Eni 50%, operatore), di Ras el Barr (Eni 50%) con produzione prevalentemente a gas. Nel 2012, la produzione di queste concessioni ha rappresentato circa il 94% della produzione in quota Eni del Paese.

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



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 107 mila barili/giorno (57 mila in quota Eni) nel 2012.

Sviluppo È stato potenziato nel corso dell'anno il sistema di water injection del giacimento Belayim al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario. Il livello di acqua re-iniettata è del 99% pari a 27 mila metri cubi/giorno. Proseguono le attività di perforazione di pozzi di infilling.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte a olio di BLNE-2 e BMSW-1 in prossimità del giacimento Belayim, entrambi allacciati alle facility presenti nell'area.

Delta del Nilo

North Port Said

Produzione Nel 2012, la produzione della concessione è stata di 40 mila boe/giorno (29 mila in quota Eni), circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 7 mila barili/giorno di condensati. Parte della produzione della concessione è destinata all'impianto di proprietà United Gas Derivatives Co (Eni 33%) con una capacità di trattamento di 37 milioni di metri cubi di gas/giorno, incrementata nel corso dell'anno, e una produzione annua di circa 380 mila tonnellate di propano, 305 mila tonnellate di GPL e 1,5 milioni di barili di condensati.

Sviluppo Le iniziative in corso hanno l'obiettivo di mantenere la produzione di gas sul livello attuale. Sono stati conclusi i lavori di potenziamento del terminale di El Gamil per incrementare la capacità di compressione a supporto della produzione di North Port Said, El Temsah e di Ras el Barr.

Baltim

Produzione Nel 2012 la produzione della concessione è stata di circa 61 mila boe/giorno (circa 20 mila in quota Eni); circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 3 mila barili/giorno di condensati.

Sviluppo Sono state completate le attività di potenziamento del terminale Abu Madi per incrementare la capacità di compressione a supporto della produzione.

Ras el Barr

Produzione Nel 2012, la produzione dell'area è stata di circa 100 mila boe/giorno (35 mila in quota Eni), principalmente gas, proveniente dai giacimenti Ha'py, Akhen e Taurt.

Nel corso dell'anno è stata avviata la produzione del giacimento a gas di Seth trattata dall'impianto onshore di El Gamil. Il plateau produttivo è stimato in 4,8 milioni di metri cubi/giorno (pari a circa 11 mila boe/giorno in quota Eni).

El Temsah

Produzione La concessione comprende principalmente i campi di Temsah, Denise e Tuna la cui produzione nel 2012 è stata di circa 220 mila boe/giorno (68 mila in quota Eni); circa 9 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 8 mila barili/giorno di condensati in quota Eni.

La produzione della concessione è fornita all'impianto di liquefazione di Damietta di proprietà della Unión Fenosa Gas. Eni insieme ad altra oil company internazionale assicura circa 9 milioni di metri cubi/giorno per diciassette anni.

Sviluppo Le iniziative in corso hanno l'obiettivo di mantenere la produzione di gas sul livello attuale attraverso la perforazione di pozzi di infilling e workover.

Esplorazione nel Delta del Nilo

L'area presenta un importante potenziale minerario residuo. L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte offshore a

gas di Ha'py-12, Taurt North-1, Seth South -1, Plio-1C e onshore a gas di El Qara N-2.

Western Desert

Produzione Altre attività produttive operate da Eni sono condotte nel Western Desert, in particolare nei permessi di sviluppo di Meleiha (Eni 56%), Ras Qattara (Eni 75%), West Abu Gharadig (Eni 45%) e West Razzak (Eni 80%) prevalentemente di petrolio. Nel 2012, le concessioni localizzate nel Western Desert hanno fornito circa il 6% della produzione in quota Eni del Paese.

Sviluppo L'attività dell'anno ha riguardato il completamento con conseguente start-up di un impianto ibrido fossile/solare nel giacimento di Aghar nella development lease di West Razzak. La tecnologia, frutto di un brevetto Eni, permette il risparmio di combustibile durante le operazioni di produzione di petrolio attraverso l'utilizzo in parallelo di pannelli fotovoltaici.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nella development lease di Meleiha con le scoperte a olio di Rosa North-1X e di Emry Deep 1X e 4X. Il giacimento Emry Deep è stato avviato nel corso dell'anno con una produzione di circa 18 mila barili/giorno (circa 6 mila in quota Eni); e (ii) nella development lease di West Razzak con la scoperta a olio di Aghar NN-1X.

Libia

Eni è presente in Libia dal 1959. La produzione del 2012 in quota Eni è stata pari a 258 mila boe/giorno. L'attività è condotta nell'offshore mediterraneo di fronte a Tripoli e nel deserto libico per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 26.635 chilometri quadrati (13.294 chilometri quadrati in quota Eni). L'attività di esplorazione e sviluppo è concentrata nelle seguenti aree; onshore: (i) Area A, comprendente l'ex Concessione 82 (Eni 50%); (ii) Area B, ex-Concessione 100 (Bu Attifel) e il giacimento NC125 (Eni 50%); (iii) Area E, con il giacimento El Feel (Elephant) (Eni 33,3%); (iv) Area F con il Blocco NC118 (Eni 50%); offshore: (i) Area C con il giacimento a olio di Bouri (Eni 50%); (ii) Area D con i Blocchi NC41 e NC169 (onshore), facenti parte del Western Libyan Gas Project (Eni 50%).

Nella fase esplorativa, Eni è operatore nell'area di Kufra (186/1,2,3 e 4 onshore) e nelle Aree Contrattuali A, B e D.

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.

Nel febbraio-aprile 2012, Eni è stato il primo operatore internazionale a riprendere l'attività esplorativa dopo la rivoluzione, con l'acquisizione di circa 2.600 chilometri quadrati di sismica 3D nell'Area D. Inoltre sono state riavviate nel dicembre 2012 le attività esplorative onshore attraverso la perforazione del pozzo esplorativo A1-108/4 che raggiungerà una profondità totale di circa 4.420 metri. Si tratta del primo di una campagna esplorativa onshore che continuerà nel 2013 e che segna un altro passo importante per la ripresa delle attività upstream Eni nel Paese.

Area A

Produzione Situata nel deserto libico orientale, l'area comprende sei giacimenti a olio la cui produzione, avviata nel 1984, è trattata presso le facility del vicino giacimento Bu Attifel (Area B). Nel 2012 la produzione ottenuta da questi giacimenti è stata di circa 11 mila barili/giorno (circa 3 mila in quota Eni).

Area B

Produzione L'area, situata nel deserto libico orientale, comprende

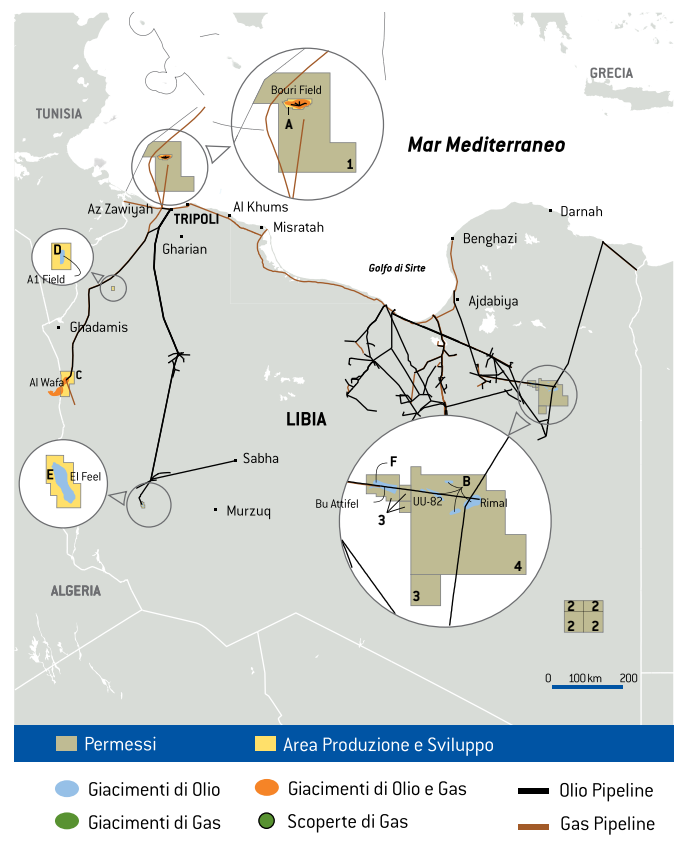
il giacimento a olio di Bu Attifel, scoperto nel 1967 e in produzione dal 1972, e il giacimento minore situato nel Blocco NC 125. Nel 2012 la produzione dell'area è stata di circa 58 mila barili/giorno (circa 12 mila in quota Eni).

Area C

Produzione L'area, situata nell'offshore mediterraneo di fronte a Tripoli, comprende il giacimento a olio Bouri, scoperto nel 1976 e in produzione dal 1988, che nel 2012 ha fornito circa 42 mila barili/giorno (circa 19 mila in quota Eni). Lo sfruttamento avviene mediante due piattaforme di produzione collegate a un'unità navale di stoccaggio della capacità di circa 1,5 milioni di barili.

Area D

Produzione L'area comprende il Blocco offshore NC41 e quello onshore NC169 sviluppati congiuntamente nell'ambito del Western Libyan Gas Project. La produzione è fornita: (i) dal giacimento onshore Wafa avviato nel settembre 2004, che nel 2012 ha prodotto circa 110 mila boe/giorno di liquidi e gas naturale (88 mila in quota Eni); (ii) dal giacimento offshore Bahr Essalam, avviato nell'agosto 2005, che nel 2012 ha prodotto circa 161 mila boe/giorno di liquidi e gas naturale (129 mila in quota Eni). La produzione onshore è trattata presso le facility di Wafa, il gas è inviato direttamente alle utenze locali o all'esportazione mentre i liquidi sono inviati tramite pipeline all'impianto di Mellitah per il frazionamento e la commercializzazione dell'olio e dei condensati. La produzione offshore è operata attraverso la piattaforma Sabratha, installata sul giacimento di Bahr Essalam, dove i liquidi e il gas sono sottoposti a pre-trattamento e, tramite condotte sottomarine, inviati all'impianto costiero di Mellitah per il trattamento finale. La maggior parte del gas prodotto dai due giacimenti è esportato in Europa attraverso il gasdotto GreenStream. Nel 2012 i volumi esportati sono stati di circa 6,2 miliardi di metri cubi, quelli venduti in Libia per la generazione di energia elettrica utilizzata nel Paese di 4,1



miliardi di metri cubi, mentre ulteriori 124 milioni di metri cubi per alimentare la stazione di compressione di GreenStream.

Area E

Produzione L'area, situata nella zona desertica Sud-Occidentale a circa 800 chilometri da Tripoli, comprende il giacimento a olio El Feel (Elephant) che nel 2012 ha prodotto circa 89 mila barili/giorno (circa 8 mila in quota Eni).

Il petrolio è trattato presso le facility presenti nell'area e poi inviato tramite oleodotto all'impianto costiero di Mellitah per lo stoccaggio e la commercializzazione.

Tunisia

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2012 la produzione in quota Eni è stata di 15 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nelle aree desertiche del sud e nell'offshore mediterraneo di fronte a Hammamet, per una superficie complessiva sviluppata di 6.464 chilometri quadrati (di cui 2.274 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), MLD (Eni 50%) ed El Borma (Eni 50%).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato interventi di ottimizzazione della produzione sulle concessioni Baraka, Qued Zar, MLD e Adam mirati al mantenimento della produzione e alla riduzione del gas flaring.

Esplorazione Sono stati avviati una campagna esplorativa, studi geologici e geofisici per la valutazione del potenziale minerario residuo, sia nelle strutture convenzionali che non convenzionali di gas.

Africa Sub-Sahariana

Angola

Eni è presente in Angola dal 1980; nel 2012 la produzione in quota Eni è stata di 87 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 24.841 chilometri quadrati (6.079 chilometri quadrati in quota Eni). I principali blocchi produttivi partecipati da Eni sono: (i) il Blocco 0 (Eni 9,8%) nell'offshore di fronte a Cabinda nel nord della costa angolana; (ii) le Development Area dell'ex Blocco 3 (con quote comprese tra il 12% e il 15%) nell'offshore del bacino del Congo; (iii) le Development Area dell'ex Blocco 14 (Eni 20%) nell'offshore profondo a ovest del Blocco 0; e (iv) le Development Area dell'ex Blocco 15 (Eni 20%) nell'offshore profondo del bacino del Congo.

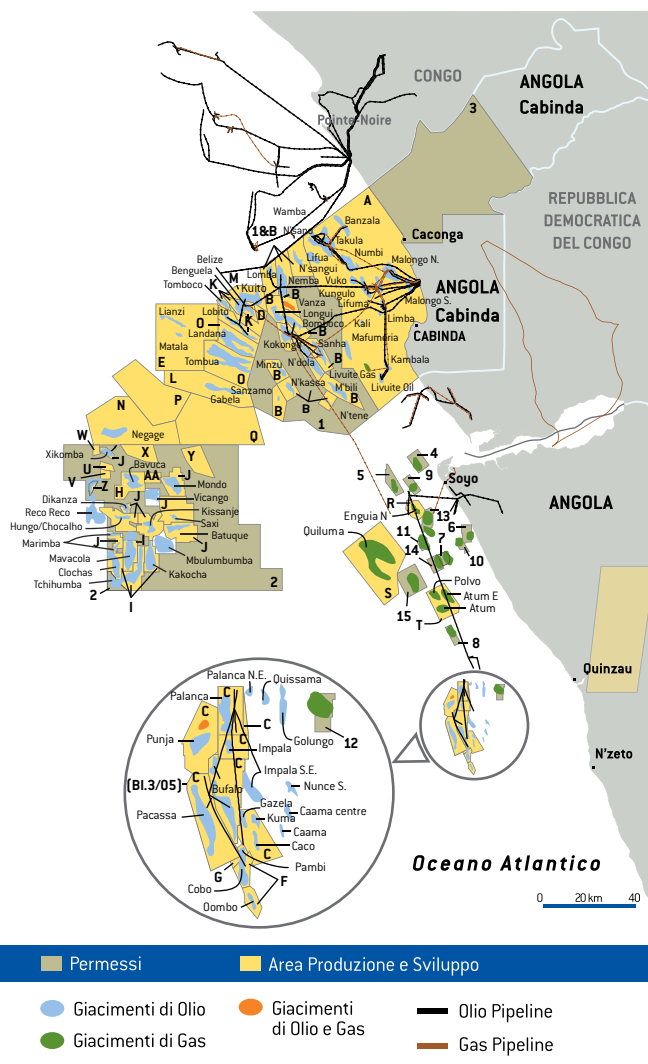
Eni partecipa anche in altre concessioni non in produzione, in particolare nella Development Area Lianzi (14K/A IMI Unit Area; Eni 10%), nel Blocco 35/11 (Eni 35%, operatore), nel Blocco 3/05-A (Eni 12%), nell'onshore di Cabinda North (Eni 15%) e nelle Open Areas (del Blocco 2) del Progetto Gas con il 20%.

Nella fase esplorativa e di sviluppo, Eni è operatore con il 35% del Blocco 15/06.

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

Blocco 0

Produzione Il blocco è suddiviso nelle due Aree A e B. Nel 2012 la produzione totale del blocco è stata di circa 329 mila barili/giorno (circa



32 mila in quota Eni) di petrolio fornita principalmente dai giacimenti Takula, Malongo e Mafumeira nell'Area A, con circa 20 mila barili/giorno in quota Eni; e dai giacimenti di Bomboco, Kokongo, Lomba, N'Dola, Nemba e Sanha nell'Area B, con circa 12 mila barili in quota Eni.

Sviluppo Nell'ambito delle attività di riduzione del flaring gas, sono proseguite le attività sul giacimento di Nemba nell'Area B, con completamente atteso nel 2014 e una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Le altre attività hanno riguardato l'installazione del secondo treno di compressione sulla piattaforma del giacimento Nemba nell'Area B. Nell'Area A sono proseguite le attività di sviluppo del giacimento di Mafumeira, sanzionato nel corso dell'anno. Lo start-up è previsto nel 2015. Per contrastare il naturale declino dell'area, sono in corso attività di infilling ed esplorative near field su tutto il blocco.

Blocco 3

Produzione Il Blocco 3 è suddiviso in tre aree produttive offshore. Nel 2012 la produzione complessiva dell'area è stata di circa 60 mila barili/giorno (circa 5 mila in quota Eni).

Sviluppo Sono in corso studi di Concept Definition sulle scoperte di Punja e Caco-Gazela.

Blocco 14

Produzione Nel 2012 le Development Area dell'ex Blocco 14 hanno prodotto circa 162 mila barili/giorno (circa 17 mila in quota Eni) pari a circa il 20% della produzione Eni nel Paese. Si tratta di una delle

aree più prolifiche dell'offshore dell'Africa Occidentale, annoverando a oggi 9 scoperte commerciali. I principali giacimenti del blocco sono: (i) Kuito, in produzione dal 1999, con circa 3 mila barili/giorno in quota Eni nel 2012; (ii) Landana e Tombua, avviati nel 2009, e con circa 7 mila boe/giorno in quota Eni. Lo sfruttamento avviene attraverso una Compliant Piled Tower (CPT) dotata di facility di trattamento; (iii) Benguela-Belize/Lobito-Tomboco, avviati nel 2006, con circa 6 mila barili/giorno in quota Eni. Lo sfruttamento avviene attraverso una CPT dotata di facility di trattamento per Benguela/Belize e un sistema sottomarino di collegamento per Lobito/Tomboco. Il petrolio è trattato presso il terminale di Malongo. Il gas associato prodotto nell'area, inizialmente re-iniettato nel reservoir di Nemba, sarà successivamente trasportato, attraverso la realizzazione di facility di trasporto, all'impianto di liquefazione A-LNG (v. di seguito).

Sviluppo È stato sanzionato nel corso dell'anno lo sviluppo del campo di Lianzi (Block 14KA-IM1). Sono in corso attività di Concept Selection delle recenti scoperte di Malange e Lucapa.

Blocco 15

Produzione Nel 2012 le Development Area dell'ex Blocco 15 hanno prodotto circa 422 mila barili/giorno (circa 31 mila in quota Eni). È considerata l'area con il più elevato potenziale minerario dell'offshore dell'Africa Occidentale con riserve recuperabili di petrolio stimate in 2,55 miliardi di barili. 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 Kizomba B. Lo sfruttamento dei giacimenti avviene attraverso l'impiego di unità FPSO. Nel 2012 i quattro giacimenti hanno prodotto complessivamente circa 233 mila barili/giorno (circa 17 mila in quota Eni). Altri importanti giacimenti del Blocco 15 sono Mondo e Saxi/Batuque, che nel 2012 hanno prodotto complessivamente circa 132 mila barili/giorno (circa 8 mila in quota Eni).

È stata avviata la produzione del progetto Kizomba satelliti-fase 1. Il picco produttivo di 72 mila barili/giorno (12 mila in quota Eni) è atteso nel 2013. Nel medio termine, il contrasto del declino produttivo dell'area sarà assicurato dal progressivo sviluppo delle scoperte satelliti.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato il proseguimento delle attività di drilling nei campi di Mondo e Saxi/Batuque per completare i rispettivi piani di sviluppo.

Sono state completate le facility subsea del progetto Gas Gathering, la pipeline che raccoglierà tutto il gas di Kizomba, Mondo e Saxi/Batuque per l'invio all'impianto di liquefazione partecipato A-LNG.

Nel corso del 2012 è stata sanzionata la seconda fase di sviluppo del progetto Kizomba satelliti. Le attività prevedono la messa in produzione di ulteriori tre scoperte (Kakocha, Bavuca e Mondo South) attraverso il collegamento all'esistente FPSO. Lo start-up è atteso nel 2015.

Blocco 15/06

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a olio di Vandumbu 1, primo pozzo di commitment del secondo periodo esplorativo. Le scoperte conseguite nel Blocco 15/06 saranno sviluppate nell'ambito dei due progetti West Hub, sanzionato nel 2010, ed East Hub.

Il progetto West Hub prevedeva in origine lo sviluppo delle scoperte di Sangos, N'Goma e Cinguvu, cui saranno aggiunti in due fasi successive gli importanti ritrovamenti di Mpungi e Vandumbu per un totale di circa 200 milioni di barili di petrolio. La prima fase del progetto West Hub (Sangos, Ngoma, Cinguvu) prevede la perforazione di 14 pozzi sottomarini (8 produttori e 6 iniettori) collegati a FPSO della capacità di 100

mila barili/giorno con start-up atteso entro il primo semestre del 2014, al quale si aggiungerà l'inclusione del campo di Mpungi con la perforazione di 7 pozzi (4 produttori e 3 iniettori) collegati alla stessa FPSO e il campo di Vandumbu, ancora in fase di studio. Il picco produttivo è stimato pari a 84 mila barili/giorno (25 mila in quota Eni) nel 2016.

Il progetto East Hub prevede la messa in produzione delle scoperte Cabaça North e South-East, con potenziale minerario stimato in oltre 230 milioni di barili. Il programma di sviluppo prevede la perforazione di 22 pozzi sottomarini e l'installazione di una FPSO con una capacità di 120 mila barili/giorno. La final investment decision è attesa nel 2013. Ulteriori studi di sviluppo sono in programma per l'avvio produttivo delle scoperte limitrofe, in particolare l'importante scoperta di Lira. Il picco produttivo è stimato in circa 15 mila barili/giorno in quota Eni.

Angola LNG

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 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, approvato dalle competenti autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. L'inizio delle esportazioni è previsto nel corso del 2013. Nel corso dell'anno è stato raggiunto un nuovo accordo tra i partner dell'iniziativa e le Autorità locali per la commercializzazione del GNL sul mercato asiatico ed europeo.

Eni partecipa inoltre con il 20% nel consorzio Gas Project per la valutazione e l'esplorazione di riserve di gas da destinare alla realizzazione di un secondo treno di liquefazione GNL o altri progetti alternativi per la commercializzazione del gas e dei liquidi associati.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco 2, con la perforazione del pozzo Etele Tampa 7, mineralizzato a gas e condensati.

Congo

Eni è presente in Congo dal 1968. La produzione in quota Eni nel 2012 è stata di 104 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 9.516 chilometri quadrati (5.035 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel corso dell'anno è stato avviato il social project integrato Hinda per la riabilitazione e la costruzione di scuole e ambulatori, la costruzione di infrastrutture per la gestione e l'approvvigionamento di acqua e la realizzazione di un centro di formazione per l'agricoltura.

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 65%), Loango (Eni 50%), Ikalou (Eni 100%), Djambala, Foukanda e Mwafi (Eni 65%), Kitina (Eni 35,75%), Awa Paloukou (Eni 90%), M'Boundi (Eni 83%), Kouakouala (Eni 75%), Zingali e Loufika (Eni 85%), con una produzione nel 2012 di circa 77 mila boe/giorno. I giacimenti non operati situati nei permessi produttivi PEX, Pointe Noire Grand Fond e Likouala (Eni 35%) hanno fornito complessivamente circa 26 mila boe/giorno.

Sviluppo Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas associato nell'ottica dello zero gas flaring nel 2013. Il gas è venduto con contratti long-term alle centrali elettriche presenti nell'area tra cui la CEC Centrale Electricque du Congo (Eni 20%) con una produzione di 300 MW. Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII. Nel 2012 le

forniture contrattuali di M'Boundi sono state pari a circa 3 milioni di metri cubi/giorno (circa 17 mila boe/giorno in quota Eni).

Nel 2012 è stato sanzionato il progetto di sviluppo del giacimento a gas e condensati di Litchendjili nel Blocco Marine XII (Eni 65%, operatore). Il progetto prevede l'installazione di una piattaforma produttiva, la realizzazione delle facility di trasporto e dell'impianto di trattamento onshore. La produzione del giacimento alimenterà la centrale elettrica CEC.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato interventi di ottimizzazione sui giacimenti operati di Foukanda e di Mwafi. L'utilizzo delle avanzate tecniche di recupero Eni ha consentito di raggiungere un incremento produttivo in entrambe le aree.

Esplorazione Nella fase esplorativa, Eni partecipa nei Blocchi Mer Très Profonde Sud (Eni 30%) nell'offshore profondo e Noubi (Eni 37%) nell'onshore, mentre è operatore sul blocco esplorativo offshore di Marine XII.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco offshore Marine XII con la scoperta a gas Nene Marine 1, confermando l'elevato potenziale dell'area.

Ghana

Eni è presente nel Paese dal 2009 ed è operatore dei blocchi esplorativi di Offshore Cape Three Points (Eni 47,2%) e Offshore Keta Contract Area (Eni 35%).

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella licenza Offshore Cape Three Points con: (i) il pozzo Sankofa East-1X, prima scoperta commerciale a olio nell'area, che ha prodotto circa 5 mila barili/giorno di ottima qualità in fase di test; (ii) il pozzo di appraisal

Sankofa East-2A, che ha confermato l'elevato potenziale dell'area anche nella parte occidentale. Si stima il potenziale complessivo della scoperta Sankofa in circa 450 milioni di barili di olio in place con risorse recuperabili fino a 150 milioni di barili. Sono stati avviati studi per un rapido sviluppo commerciale.

Nel luglio 2012 Eni e gli altri partner della licenza OCPT hanno firmato un Memorandum of Understanding con il Ministero dell'Energia del Paese per lo sviluppo e la commercializzazione delle riserve a gas scoperte nell'area. In particolare, una delle linee guida di sviluppo comprenderà il mercato domestico del gas, settore in crescita e rispetto al quale Eni e gli altri partner intendono rivestire un ruolo trainante.

Proseguono le attività a sostegno delle comunità locali. Le iniziative in corso riguardano: lo sviluppo economico con programmi rivolti alle donne e ai giovani; miglioramento delle condizioni sanitarie con particolare riferimento alla popolazione infantile.

Mozambico

Eni è presente nel Paese dal 2006 a seguito dell'acquisizione dell'Area 4 nel bacino offshore di Rovuma.

Nel 2012 nell'ambito della campagna di esplorazione e appraisal di Mamba sono stati conseguiti nuovi, importanti successi esplorativi con le scoperte mineralizzate a gas di Mamba Sud 2, Mamba Nord 1, Mamba Nord Est 1 e 2 nonché Coral 1 e 2 nell'Area 4. Queste ultime scoperte di Mamba Nord Est e Coral rivestono particolare importanza in quanto hanno individuato nuovi livelli di reservoir indipendenti da quelli sinora perforati con i pozzi di Mamba, e contenuti esclusivamente nell'Area 4. Complessivamente i pozzi di scoperta hanno dimostrato l'esistenza di accumuli di gas che si stima possano raggiungere 2.115 miliardi di metri cubi di gas in place. La FID è attesa nel 2014. Nuovo successo esplorativo a gas è stato registrato a inizio 2013 con il pozzo di delineazione di Coral 3. La nuova scoperta conferma il potenziale dell'area operata da Eni. Le produttività dei pozzi Coral sono risultate eccellenti.

Eni ha in programma la perforazione di un ulteriore pozzo di delineazione, Mamba Sud 3, prima di avviare una nuova campagna esplorativa nella parte meridionale dell'Area 4.

Nel dicembre 2012 Eni ha firmato un accordo con Anadarko Petroleum Corporation che consentirà di realizzare un programma di sviluppo coordinato delle attività offshore in comune tra l'Area 4 e l'Area 1, operata da Anadarko. Inoltre, le due compagnie hanno pianificato la progettazione e realizzazione congiunta di impianti onshore per la produzione di GNL nel nord del Paese.

Nel marzo 2013 è stato firmato l'accordo per la cessione alla società cinese CNPC della quota del 28,57% della società Eni East Africa, titolare del 70% della partecipazione nell'Area 4, nell'offshore del Mozambico, per un corrispettivo di \$4.210 milioni. L'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti autorità. Una volta finalizzata la cessione, CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente la partecipazione del 20% nell'Area 4, mentre Eni attraverso la partecipazione di controllo in Eni East Africa, rimane proprietaria del 50%.

Sono state individuate alcune tematiche di intervento locale quali la pubblica istruzione, la salute, lo sviluppo socio-economico e l'ambiente, e sono in corso studi di fattibilità per l'implementazione dei progetti. È stato prima avviato un programma di reclutamento di 45 neolaureati dell'università del Mozambico selezionati per due anni di formazione in Italia e più recentemente, nel novembre 2012, è stata avviata una seconda campagna di selezione per un'ulteriore iniziativa formativa da svolgersi nel corso del 2013.



Nigeria

Eni è presente in Nigeria dal 1962; nel 2012 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 154 mila boe/giorno. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 36.286 chilometri quadrati (7.646 chilometri quadrati in quota Eni) concentrata nelle aree onshore e offshore del Delta del Niger.

Nella fase di produzione/sviluppo Eni è operatore dei quattro Oil Mining Leases (OML) 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%) nell'onshore e nell'offshore degli OPL 245 (Eni 50%), OML 125 (Eni 85%), 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 in 25 blocchi onshore (Eni 5%) e in 5 blocchi dell'offshore convenzionale (Eni 12,86%).

Nella fase esplorativa Eni è operatore delle Oil Prospecting Leases (OPL) 244 (Eni 60%), 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%).

L'attività esplorativa nel 2012 ha avuto esito positivo: (i) nell'OPL 282 con il pozzo di Tinpa 1 mineralizzato a olio; (ii) nell'OPL 2009 con i pozzi a olio di Afiando 1 e 2.

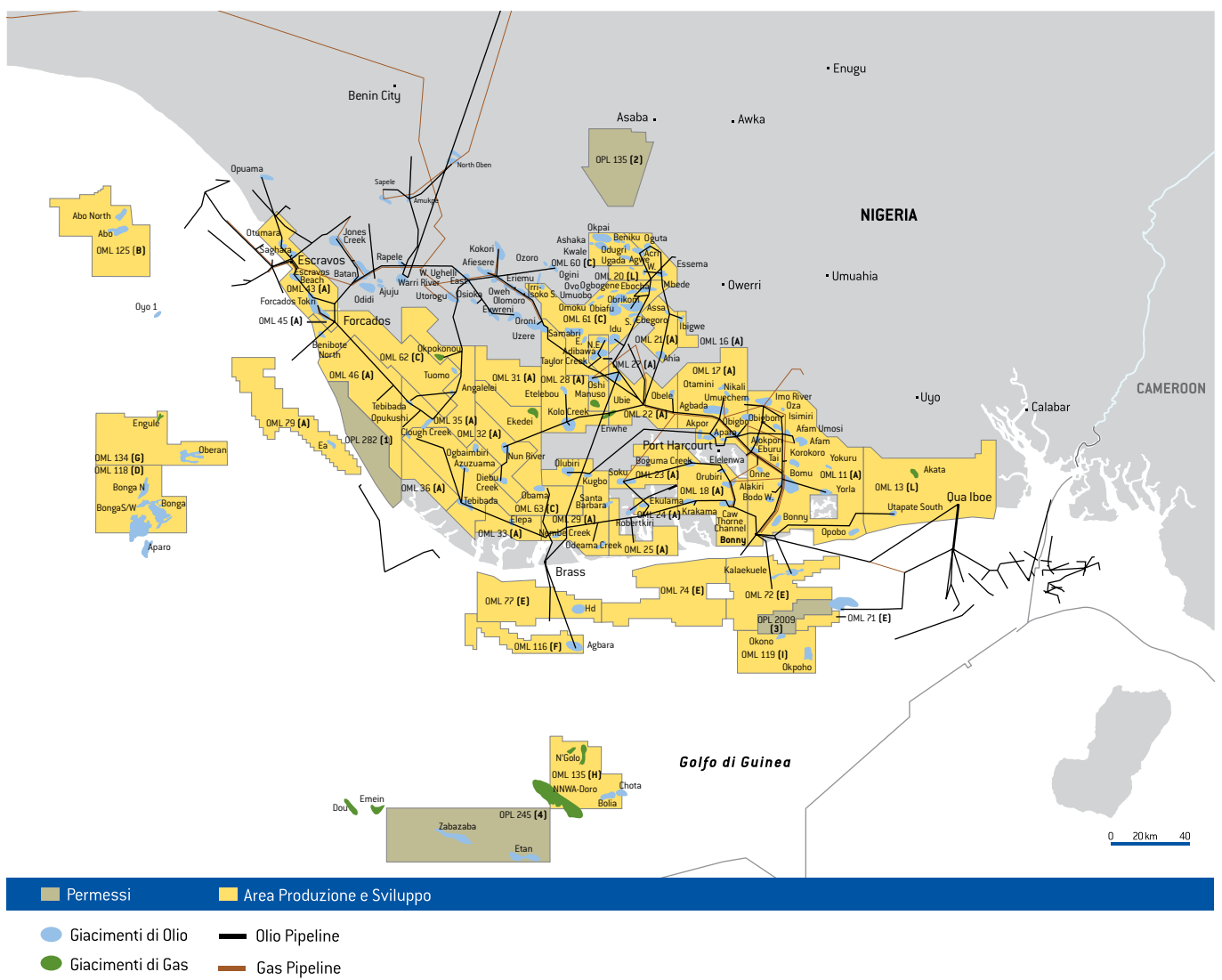
Nel corso dell'anno è stata completata la cessione della partecipazione del 5% nei blocchi in produzione OML 30, 34 e 40 in linea con

la strategia Eni di ottimizzazione del portafoglio di asset e di una crescita selettiva degli investimenti.

A partire dal 21 marzo 2013, è stata temporaneamente sospesa la produzione onshore della Swamp Area, situata principalmente nello stato del Bayelsa in Nigeria a causa dall'intensificarsi dei fenomeni di furto e sabotaggio. La produzione dell'area deriva da 9 giacimenti attraverso 4 flowstations (Ogbainbiri, Tebidaba, Clough Creek e Obama).

È in corso una survey dettagliata sulle linee maggiormente impattate dal fenomeno, allo scopo di individuare e riparare le aree colpite. Nell'ambito di alcuni Memorandum of Understanding siglati con le comunità del Delta del Niger, sono stati completati alcuni progetti con l'obiettivo di migliorare l'accesso ai servizi sanitari e di educazione, iniziative nel campo dell'agricoltura e la realizzazione di infrastrutture a sostegno dello sviluppo locale. In particolare, sono stati ultimati: (i) nove progetti di riabilitazione di scuole e strutture educative per 25 comunità; (ii) otto progetti per favorire l'accesso all'acqua potabile attraverso l'installazione di infrastrutture presso 13 comunità; e (iii) quindici progetti per la fornitura di energia elettrica. Le attività proseguono con l'obiettivo di raggiungere 22 comunità locali.

L'attività Eni in Nigeria è regolata sia da Production Sharing Agreement sia 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 2012 il 38% della produzione Eni nel Paese, pari a circa 59 mila boe/giorno. La produzione di liquidi e gas è supportata dall'impianto NGL 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 2012, le forniture alla centrale sono state di circa 2 milioni di metri cubi/giorno, pari a circa 11 mila boe/giorno (circa 2 mila boe/giorno in quota Eni). Il progetto è inserito nei programmi del governo nigeriano e di Eni di riduzione delle emissioni di anidride carbonica in atmosfera ed è qualificato come progetto CDM (Clean Development Mechanism) ai fini dell'implementazione del Protocollo di Kyoto.

Sviluppo Proseguono le principali iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny. È in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,8 milioni di metri cubi/giorno di feed gas per vent'anni per l'alimentazione del sesto treno dell'impianto. In fase di completamento la flowstation di Ogbainbiri che contribuirà a mantenere la fornitura di 8,8 milioni di metri cubi/giorno di gas al quarto e quinto treno. Il programma di flaring down nell'area prosegue con il completamento dell'upgrading della flowstation del giacimento Idu, con una riduzione di gas flared pari a 1,4 milioni di metri cubi/giorno.

Blocco OML 118

Produzione Nel 2012 il giacimento Bonga ha prodotto circa 16 mila barili/giorno di petrolio in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 225 mila barili/giorno e di stoccaggio di 2 milioni di barili. Il gas associato è convogliato su una piattaforma di raccolta situata sul campo EA e da qui inviato all'impianto di liquefazione di Bonny.

Blocco OML 119

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti Okono/Okpoho che nel 2012 hanno prodotto circa 4 mila barili/giorno di petrolio in quota Eni attraverso una FPSO con capacità di trattamento di 80 mila barili/giorno e di stoccaggio di 1 milione di barili.

Nel corso dell'anno è stato conseguito lo start-up del progetto Phase 2A, con la perforazione di due pozzi produttivi sottomarini collegati alla FPSO presente nell'area. Il picco produttivo è stimato in 15 mila barili/giorno.

Blocco OML 125

Produzione La produzione è fornita dal giacimento Abo che nel 2012 ha prodotto circa 18 mila barili/giorno di petrolio in quota Eni. La produzione è supportata da un'unità FPSO della capacità di trattamento di 45 mila barili/giorno e di stoccaggio di 800 mila barili.

Sono proseguite le attività di sviluppo del progetto Abo-Fase 3, con start-up atteso nel 2013.

Blocco OPL 245

L'area comprende il maggiore potenziale minerario non sviluppato dell'offshore profondo del Paese. Le attività a progetto prevedono uno sviluppo in via accelerata dei giacimenti Zabazaba e Etan. Nell'anno sono state avviate le attività di drilling nell'area. Lo schema

preliminare di sviluppo prevede l'installazione di una FPSO e la perforazione di 8 pozzi (4 produttivi e 4 di iniezione). La FID è attesa nel 2014.

SPDC Joint Venture (NASE)

Nel 2012, la produzione fornita dalla SPDC JV ha rappresentato circa il 36% della produzione Eni nel Paese, pari a circa 55 mila boe/giorno.

Nel Blocco OML 28 continua la campagna di drilling nell'ambito del progetto integrato petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie. Il piano di sviluppo prevede la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny attraverso la realizzazione di una Central Processing Facility (CPF) con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi.

Nigeria GNL

Eni partecipa con il 10,4% nella 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. Una settimana unità di trattamento è in fase progettuale. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement della durata di venti anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 con un impegno contrattuale di fornitura pari a circa 80 milioni di metri cubi/giorno (circa 7,6 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 ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.

Eni partecipa con il 17% nel progetto Brass LNG Ltd per la realizzazione di un impianto GNL nei pressi dell'esistente terminale di Brass, a circa 100 chilometri a ovest di Bonny. L'impianto, con avvio atteso nel 2017, avrà a regime una capacità produttiva di 10 milioni di tonnellate/anno di GNL, articolata su due treni di trattamento, corrispondenti al feed gas di circa 16,7 miliardi di metri cubi/anno (circa 1,3 miliardi in quota Eni) per venti anni. Le forniture all'impianto saranno assicurate attraverso la raccolta del gas associato proveniente da giacimenti in produzione e lo sviluppo di giacimenti a gas dei Blocchi onshore OMLs 60 e 61.

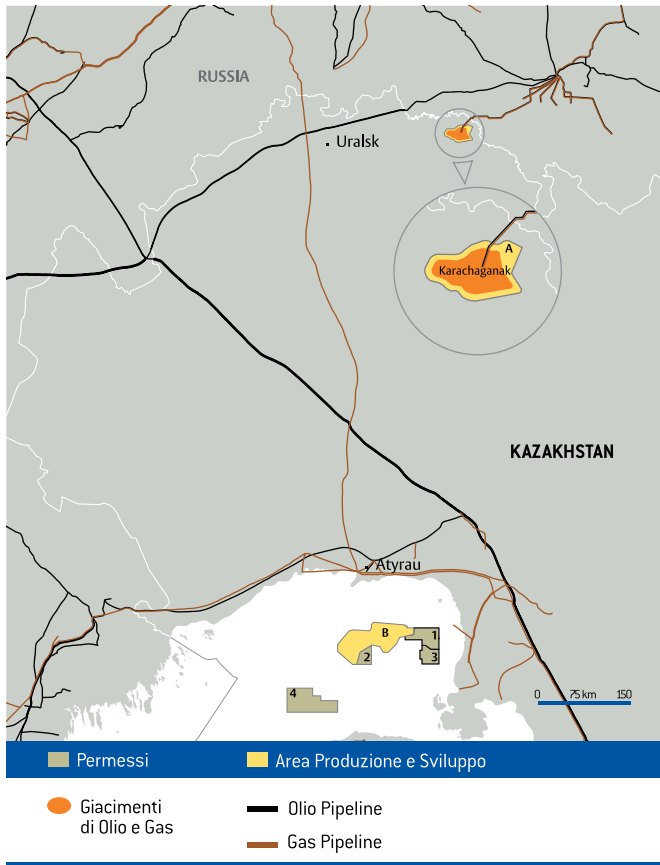
■ Kazakhstan

Eni è presente in Kazakhstan dal 1992 dove è co-operatore del giacimento in produzione di Karachaganak e partecipa al consorzio North Caspian Sea PSA per lo sviluppo del giacimento Kashagan.

Kashagan

Eni partecipa con il 16,81% nel consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola 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. In questa area contrattuale è localizzato il giacimento Kashagan, scoperto nel 2000 e considerato uno dei maggiori ritrovamenti di idrocarburi degli ultimi 35 anni. Il NCSPSA ha durata fino alla fine del 2041.

Le operazioni di esplorazione, sviluppo e sfruttamento del giacimento di Kashagan, e delle altre scoperte effettuate nell'area contrattuale, sono condotte secondo un modello operativo che ripartisce tra i



principali partner internazionali la responsabilità di esecuzione delle fasi di sviluppo del progetto Kashagan e riconosce al partner kazako un significativo ruolo nella gestione operativa.

Le responsabilità dell'Operatore sono assegnate alla società North Caspian Operating Company (NOC) BV, di proprietà dei sette partner del consorzio, che a sua volta ha delegato le attività di sviluppo, perforazione e produzione ai principali partner del Consorzio. In particolare, Eni è responsabile dell'esecuzione della Fase 1 (cosiddetta Experimental Program) e, in caso di approvazione, della parte onshore della successiva fase di sviluppo (Fase 2) del giacimento.

Il 23 maggio 2012 i partner del Consorzio e le Autorità kazake hanno firmato un Settlement Agreement per la revisione del piano di sviluppo dell'Experimental Program (Amendment 4) contenente l'aggiornamento dei costi, l'update della tempistica del progetto e la chiusura dei contenziosi relativi alla recuperabilità dei costi contrattuali e fiscali. Inoltre, l'agreement ha posto le basi per il raggiungimento dei seguenti accordi: (i) la vendita di una quota di produzione di gas naturale del giacimento sul mercato nazionale kazako; (ii) il finanziamento da parte dei partner internazionali del Consorzio della quota dei costi di progetto del partner kazako KazMunaiGaz (KMG), eccedenti il precedente budget del piano di sviluppo approvato (Amendment 3). Nel 2012 sono stati completati gli impianti relativi all'Experimental Program necessari allo start-up produttivo e sono in fase di finalizzazione le attività per consentirne l'avvio in fase di test. Il raggiungimento dello start-up e commercial production è atteso entro la fine del primo semestre 2013, come concordato con la Repubblica del Kazakhstan.

La Fase 1 dello sviluppo [Experimental Program] con una capacità produttiva iniziale di 150 mila barili/giorno, sarà potenziata nel 2014 con l'avvio del secondo treno di trattamento offshore e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento con l'obiettivo di raggiungere 370 mila barili/giorno di capacità installata. Un ulteriore

incremento fino a 450 mila barili/giorno sarà conseguito con l'aumento della capacità di compressione per la re-iniezione di gas la cui definizione è attualmente in corso. Lo schema di sviluppo di quest'ultima fase è stato presentato alle Autorità kazake e si prevede di ricevere l'approvazione per iniziare il FEED nel corso del 2013.

Prosegue l'impegno Eni nella tutela dell'ambiente e degli ecosistemi nell'area del Mar Caspio, con il programma integrato per la gestione della biodiversità nell'area del Delta dell'Ural (Ural River Park Project - URPP). Il progetto è in fase conclusiva e consentirà di inserire il territorio nel programma Man and Biosphere dell'UNESCO, con il patrocinio del Ministro della Protezione Ambientale della Repubblica del Kazakhstan.

Karachaganak

Localizzato onshore nella parte occidentale del Paese, Karachaganak è un giacimento giant che produce petrolio, condensati e gas naturale con riserve recuperabili stimate in 5 miliardi di boe.

Le operazioni condotte dal consorzio Karachaganak Petroleum Operating (KPO) sono regolate da un Production Sharing Agreement della durata di 40 anni, fino al 2037. Eni e British Gas sono co-operatori.

Il 28 giugno 2012 è stato perfezionato l'accordo tra le Contracting Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazake che ha sancito la chiusura dei contenziosi relativi al recupero dei costi sostenuti dal Consorzio per lo sviluppo del giacimento e alcune contestazioni fiscali nonché l'ingresso nel Consorzio della compagnia di Stato KazMunaiGaz (KMG). L'ingresso della KMG nel Consorzio è stato perfezionato attraverso la cessione pro-quota da parte delle Contracting Companies del 10% del progetto, per l'incasso netto di \$1 miliardo (\$325 milioni in quota Eni). Inoltre, l'accordo prevede il rilascio di capacità di trasporto nell'oleodotto CPC da parte della KMG a beneficio del Consorzio per l'esportazione di greggio verso il Mar Nero (fino a 2 milioni di tonnellate all'anno di liquidi). Per effetto della cessione, l'interessenza Eni nel progetto scende dal 32,5% al 29,25%.

Produzione La produzione di Karachaganak nell'anno è stata di 239 mila barili/giorno di liquidi (61 mila in quota Eni) e 24 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (circa 6 milioni in quota Eni). L'attività operativa è condotta producendo liquidi (condensati e olio) dalle parti più profonde del giacimento e re-iniettando nelle parti superiori parte del gas associato prodotto. Circa il 90% 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 quota di liquidi non stabilizzati e la produzione di gas non re-iniettata sono commercializzati sul mercato russo presso il terminale di Orenburg.

Sviluppo È attualmente allo studio la Fase 3 di sviluppo del giacimento che si propone di ampliare lo sfruttamento del giacimento attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti di trattamento gas e di re-iniezione per consentire di incrementare la vendita di gas e la produzione di liquidi. Sono in corso discussioni tecniche e commerciali per la definizione del programma di sviluppo da presentare all'Autorità kazaka.

Continua l'impegno Eni in Kazakhstan a sostegno delle comunità locali con la realizzazione di strutture scolastiche e ricreative, infrastrutture idriche ed energetiche e l'attuazione di programmi sanitari gratuiti, presso i villaggi adiacenti al campo di Karachaganak.

Resto dell'Asia

Cina

Eni è presente in Cina dal 1984. Nel 2012 la produzione in quota Eni è stata di 9 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore del Mar Cinese Meridionale su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 10.656 chilometri quadrati (10.495 chilometri quadrati in quota Eni). Nell'aprile 2012 Eni e China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) hanno firmato un Production Sharing Contract per l'esplorazione del Blocco 30/27, situato in una delle zone più promettenti dell'offshore cinese e presenta un alto potenziale esplorativo. Il contratto prevede l'acquisizione di un rilievo sismico 3D e la perforazione di un pozzo da realizzare durante il primo periodo di esplorazione. Eni sarà operatore del progetto con una partecipazione del 100%. In caso di scoperta, CNOOC avrà diritto di entrare nel contratto con una partecipazione che potrà arrivare fino al 51%.

Nel marzo 2013, Eni e CNPC hanno firmato un Joint Study Agreement per lo sviluppo del blocco a shale gas denominato Rongchang, che si estende per circa 2.000 chilometri quadrati nel Sichuan Basin, in Cina. Quest'area è ad oggi la più promettente nel Paese.

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

Produzione La produzione è fornita dai Blocchi offshore 16/08 e 16/19, attraverso 8 piattaforme fisse con collegamento sottomarino ad una FPSO. La produzione di gas naturale proveniente dal giacimento HZ21-1 è trasferita mediante pipeline sottomarina al terminale di Zhuhai e venduta alla compagnia di Stato cinese CNOOC. La produzione di petrolio è fornita principalmente dal giacimento HZ25-4 (Eni 49%). Le operazioni sono condotte dal consorzio CACT-06 (Eni 16,33%).

Indonesia

Eni è presente in Indonesia dal 2001; nel 2012 la produzione in quota Eni è stata di 18 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 30.225 chilometri quadrati (19.734 chilometri quadrati in quota Eni) su un totale di 13 blocchi.

Nel maggio 2012 Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa del Blocco East Sepinggan con una quota del 100%. Il Blocco situato nell'offshore indonesiano nel bacino di Kutei che annovera diverse scoperte esplorative, si trova in prossimità dell'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang. Il commitment esplorativo prevede studi geologici e geofisici, sismica e perforazione di un pozzo nei prossimi tre anni.

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.

Sviluppo Proseguono le attività di sviluppo dei progetti operati Jangkrik (Eni 55%) e Jau (Eni 85%) nell'offshore del Paese. Il progetto del giacimento Jangkrik prevede la perforazione di pozzi produttori collegati con una Floating Production Unit per il trattamento del gas e dei condensati nonché la realizzazione delle facility di trasporto per la connessione all'impianto di Bontang. Lo start-up è previsto nel 2016 con picco di 80 mila boe/giorno (41 mila in quota Eni). Il progetto Jau comprende la perforazione di pozzi produttori e la connessione alle facility di trattamento per il trasporto onshore via pipeline.

Nel PSC di Sanga Sanga relativo al coal bed methane (CBM), continua

l'attività di accertamento del potenziale minerario. Sono state avviate le attività di pre-sviluppo che sfrutteranno le sinergie con gli impianti di produzione e di trattamento esistenti in Sanga Sanga, compreso l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang.

Sono in corso le attività di sviluppo del progetto Indonesia Deepwater Development (Eni 20%) nel Kalimantan orientale, per assicurare la fornitura di gas all'impianto di Bontang. Il programma prevede inizialmente il collegamento del giacimento di Bangka alle facility produttive presenti e successivamente lo sviluppo integrato dei quattro giacimenti su due Hub, il primo per Gendalo, Gandang, Maha e il secondo per Gehem.

Iraq

Eni è presente in Iraq dal 2009 con attività di sviluppo di idrocarburi su una superficie sviluppata di 1.074 chilometri quadrati (352 chilometri quadrati in quota Eni). La produzione è fornita dal giacimento Zubair (Eni 32,8%) che nel 2012 ha prodotto 18 mila barili/giorno in quota Eni. Le attività di esplorazione e sviluppo sono regolate da un Technical Service Contract.

Proseguono le attività di sviluppo sul giacimento Zubair. Sono stati assegnati i contratti per la prima espansione della capacità di trattamento esistente che consentirà, nel corso del 2014, di raddoppiare l'attuale livello produttivo del campo.

Sono stati avviati dei progetti socio-economici nell'area di Zubair con iniziative di formazione nel settore petrolifero. Nel 2012 sono stati realizzati 8 percorsi formativi che hanno coinvolto oltre 100 persone, per una spesa complessiva di €1,4 milioni. Inoltre, in collaborazione con le autorità locali, sono stati avviati alcuni progetti nel settore agricolo.

Pakistan

Eni è presente in Pakistan dal 2000; nel 2012 la produzione media giornaliera in quota Eni è stata di 57 mila boe/giorno, prevalentemente gas. L'attività di Eni si svolge principalmente in ambito onshore, su di una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 28.640 chilometri quadrati (10.533 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel dicembre 2012 è stato firmato con le autorità del Pakistan e la compagnia petrolifera di Stato OGDCL un accordo per l'acquisizione del 25% e dell'operatorship della licenza esplorativa Indus Block G, situata nell'offshore ultra profondo del bacino dell'Indo per un'estensione di circa 7.500 chilometri quadrati.

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

È in corso un importante programma presso le comunità locali con l'obiettivo di migliorare l'accesso all'istruzione, la gestione delle risorse naturali e la costruzione di infrastrutture idriche e sanitarie. In particolare, nell'area adiacente all'impianto di Bhit, gli importanti interventi in ambito sanitario hanno consentito di ridurre il tasso di mortalità infantile e materna.

Produzione I principali permessi partecipati da Eni sono Bhit (Eni 40%, operatore), Sawan (Eni 23,68%) e Zamzama (Eni 17,75%) che nel 2012 hanno prodotto circa il 76% della produzione Eni nel Paese.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'importante scoperta a gas nella concessione onshore Badhra Area B. La dimensione della scoperta è stimata tra 8,5 e 11,5 miliardi di metri cubi di gas in place, il cui accertamento richiederà ulteriori pozzi di delineazione. Il successo esplorativo ha beneficiato dell'applicazione della tecnologia proprietaria di imaging Common Reflection Surface Stack [e-crs™], all'avanguardia nel processing dei dati sismici, permettendo di posizionare con successo il pozzo di scoperta. Lo svilup-

po delle riserve farà leva sull'utilizzo del vicino impianto di trattamento di Bhit (Eni 40%), operato da Eni. Nel corso dell'anno il pozzo Badhra B North-1 è stato collegato all'impianto di Bhit ed è stato avviato dalla metà di ottobre 2012, con una produzione pari a circa 400 mila metri cubi/giorno in quota Eni.

Russia

Eni è presente in Russia dal 2007 a seguito dell'acquisizione di asset nell'ambito della liquidazione della società locale Yukos. Nel 2012 la produzione media giornaliera in quota Eni è stata di 11 mila boe/giorno, principalmente gas. L'attività di Eni si svolge principalmente nell'onshore occidentale della Siberia, su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 4.996 chilometri quadrati (1.469 chilometri quadrati in quota Eni).

Gli asset in joint-venture con Enel (60% Eni; 40% Enel) sono gestiti dalla subholding OOO SeverEnergia (Eni 29,4%) e includono 4 blocchi esplorativi/in sviluppo, localizzati nella regione di Yamal Nenets, con importanti risorse a gas e condensati stimate pari a 1,6 miliardi di boe.

Produzione Nel 2012 è stato conseguito lo start-up del giacimento Samburskoye nello Yamal-Nenets, in Siberia, attraverso l'avvio dei primi due treni di trattamento, con un livello produttivo atteso in 95 mila boe/giorno (28 mila in quota Eni). Le attività di sviluppo proseguono con completamento atteso nel 2015. Il picco produttivo stimato in 146 mila boe/giorno (43 mila boe/giorno in quota Eni) è previsto nel 2016. Il gas prodotto è venduto a Gazprom sulla base dell'agreement firmato nel settembre 2011, mentre i condensati sono venduti a Novatek sulla base di un accordo raggiunto nel corso dell'anno. Eni manterrà il diritto di riacquisto della propria quota di gas naturale per un'eventuale commercializzazione sul mercato interno.

Sviluppo Proseguono le attività di sviluppo sul progetto sanzionato di Urengoi-skoye. Lo start-up è atteso nel 2014.

Nel giugno 2012 Eni e le Autorità regionali dello Yamal-Nenets hanno firmato un Memorandum d'intesa per la realizzazione di progetti socio-economici e culturali nella regione. Sono previste iniziative nella formazione nel settore oil&gas, programmi culturali e di sostegno economico.

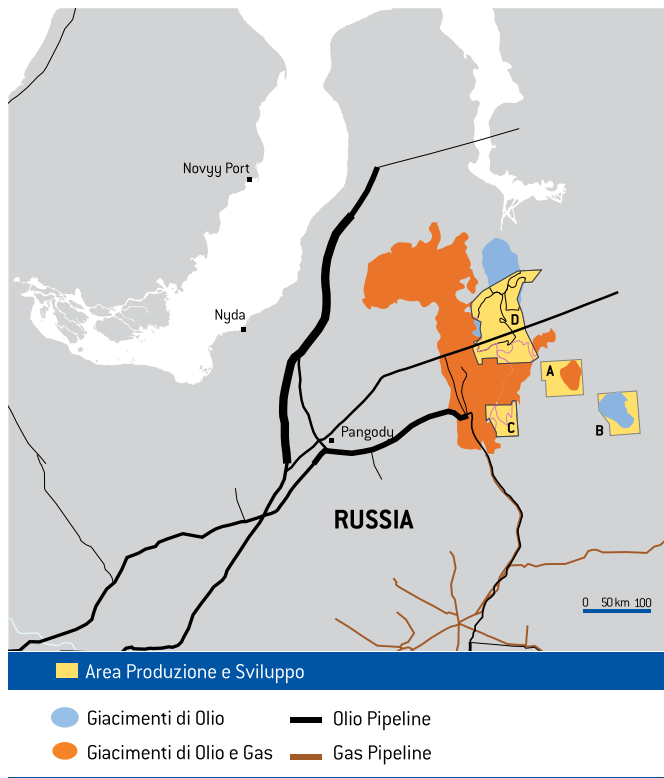
Esplorazione Nell'aprile 2012, Eni e Rosneft hanno firmato un accordo di cooperazione strategica per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi nell'offshore russo del Mare di Barents e del Mar Nero. In base all'accordo saranno costituite joint venture (Eni 33,33%) per le attività nelle licenze Fedynsky e Tsentralno-Barentsevsky, nell'offshore del Mare di Barents e Zapadno-Cernomorsky nell'offshore del Mar Nero. La finalizzazione dell'accordo è prevista nel corso del 2013.

Turkmenistan

Eni è presente in Turkmenistan dal 2008 a seguito dell'acquisizione di Burren Energy Plc. L'attività è condotta nella parte occidentale del Paese per una superficie sviluppata di 200 chilometri quadrati in quota Eni, suddivisa in quattro aree. Nel 2012, la produzione in quota Eni è stata di 11 mila boe/giorno.

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

Produzione Eni è operatore con la quota del 100% del Blocco Nebit Dag. 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 a supporto della produzione del campo di Burun. L'ammontare residuo è trasportato da Turkmenneft, tramite il grid locale.



America

Ecuador

Eni è presente in Ecuador dal 1988, nel 2012 la produzione in quota Eni è stata di 25 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, con durata fino al 2023.

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. Le attività dell'anno hanno riguardato interventi per migliorare l'efficienza del sistema di trattamento e trasporto del petrolio.

Stati Uniti

Eni è presente negli Stati Uniti dal 1968 e opera nel Golfo del Messico, Alaska e, più recentemente, nell'onshore del Texas.

La superficie sviluppata e non sviluppata si estende per 8.032 chilometri quadrati (4.632 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2012 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 88 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 281 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 172 come operatore.

Produzione I principali giacimenti operati sono Allegheny, Appaloosa e Morphet (Eni 100%); Longhorn-Leo, Devils Towers e Triton (Eni 75%) nonché Pegasus (Eni 58%). Inoltre Eni partecipa nei giacimenti di Medusa (Eni 25%), Europa (Eni 32%) e Thunder Hawk (Eni 25%).

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) attività di perforazione di sviluppo sui giacimenti operati di Allegheny, Appaloosa e Devils Tower; (ii) attività di ottimizzazione della produzione sui giacimenti Front Runner (Eni 37,5%), Europa, Popeye (Eni 50%) e Thunder Hawk; (iii) l'avvio delle attività di drilling sui giacimenti di Hadrian South (Eni 30%) e St. Malo (Eni 1,25%).

Esplorazione L'attività di delineazione della scoperta a olio di Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore del Golfo del Messico ha avuto esito positivo, incrementando le risorse recuperabili fino a circa 200 milioni di barili. Sono in corso studi per uno sviluppo in via accelerata del giacimento.

Nel marzo 2013, Eni si è aggiudicata cinque blocchi offshore situati nelle aree di Mississippi Canyon e Desoto Canyon.

Texas

Produzione È proseguito lo sviluppo dell'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, asset acquisito a seguito dell'accordo con Quicksilver, contenente riserve di shale gas. In particolare sono stati avviati alla produzione 12 nuovi pozzi. La produzione nell'anno è stata pari a circa 10 mila boe/giorno in quota Eni.

Alaska

Eni partecipa in 111 blocchi di esplorazione e sviluppo con quote comprese tra il 10% e il 100%, dei quali 54 operati.

Produzione I principali giacimenti sono Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Oooguruk (Eni 30%) con una produzione complessiva pari a 9 mila barili/giorno in quota Eni nel 2012.

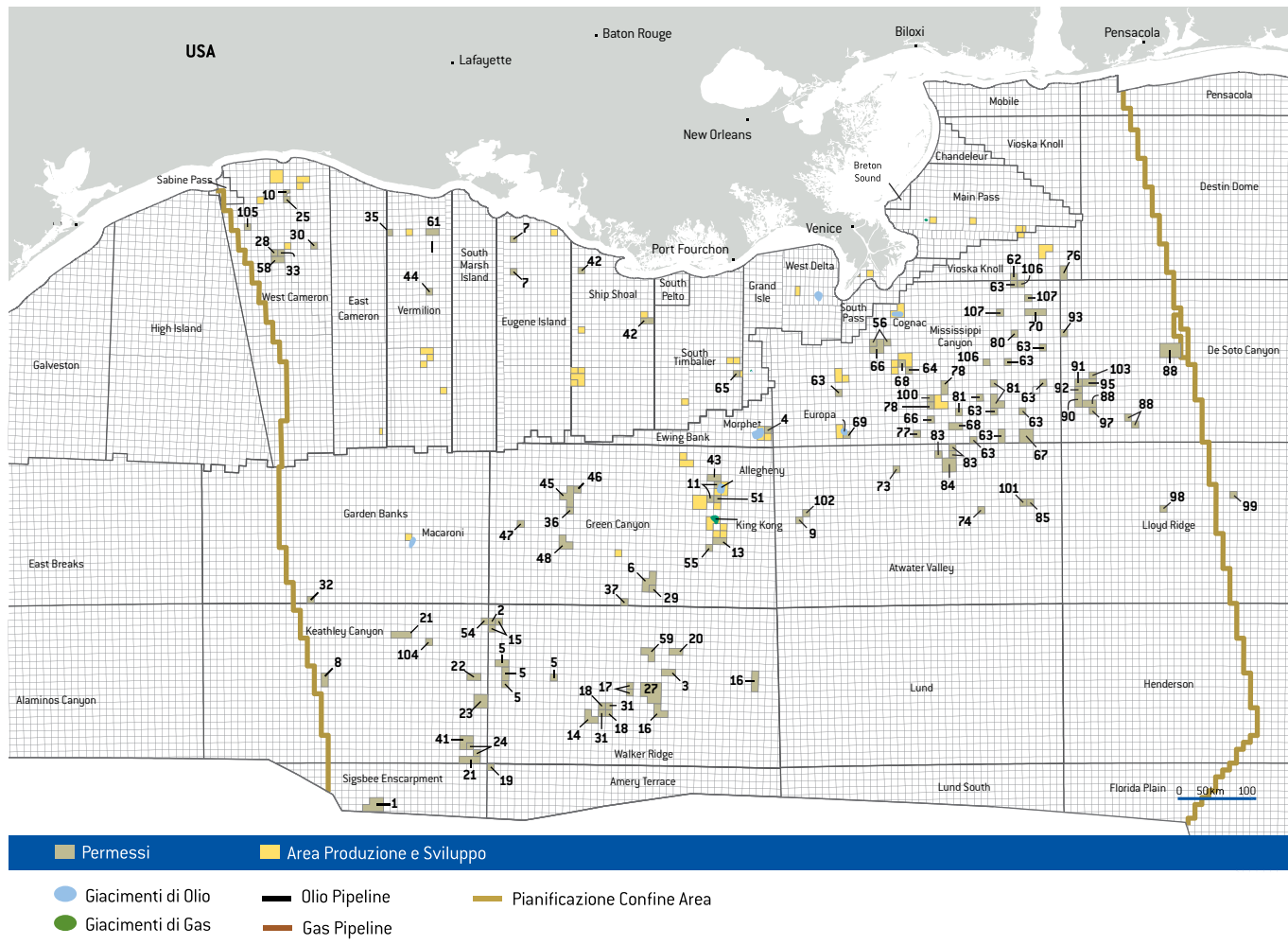
Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato attività di perforazione di sviluppo sul giacimento Nikaitchuq e di ottimizzazione della produzione sul giacimento Oooguruk.

Trinidad e Tobago

Eni è presente in Trinidad e Tobago dal 1970; nel 2012 la produzione in quota Eni è stata di 2 milioni di metri cubi/giorno (pari a 11 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 in base a contratti di lungo termine. La produzione di GNL è venduta principalmente sul mercato statunitense e su altri mercati su base spot.



Venezuela

Eni è presente in Venezuela dal 1998; nel 2012 la produzione in quota Eni è stata di 9 mila barili/giorno. L'attività è concentrata nel Golfo del Venezuela, nel Golfo di Paria e nell'onshore dell'Orinoco per una superficie sviluppata e non sviluppata di 2.805 chilometri quadrati (1.066 chilometri quadrati in quota Eni).

Le attività di esplorazione e produzione dei giacimenti di petrolio 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%.

Produzione Nel marzo 2013 è stata avviata la produzione (Accelerated Early Production) del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), nella Faja dell'Orinoco, con volumi "in place" certificati di 35 miliardi di barili. La produzione della fase di Early Production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno nel corso del 2015, con un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno entro il 2018. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria con una capacità di circa 350 mila barili/giorno. L'attività di perforazione è stata avviata nel corso del 2012. Eni finanzia la quota PDVSA dei costi di sviluppo per la fase di Early Production e per l'ingegneria della raffineria fino a un ammontare pari a \$1,74 miliardi. Il Loan Agreement è stato firmato nel quarto trimestre 2012.

L'altro giacimento in produzione è Corocoro (Eni 26%), dove nell'anno è entrata in funzione la Central Production Facility (CPF), consentendo il raggiungimento del picco produttivo di circa 42 mila barili/giorno (11 mila in quota Eni).

Sviluppo È stato approvato dalle autorità venezuelane il piano di sviluppo e la commercialità del progetto a gas di Perla, localizzato nel Blocco Cardón IV (Eni 50%), nel Golfo di Venezuela. PDVSA ha esercitato nel corso dell'anno il diritto di ingresso nella società con una partecipazione del 35%. Il trasferimento della quota è atteso perfezionarsi nel 2013. Eni conserverà la quota del 32,5% nel progetto.

La prima fase accelerata di sviluppo (early production) prevede la messa in produzione degli attuali pozzi di scoperta/appraisal e l'installazione di piattaforme collegate tramite gasdotto a un impianto di trattamento onshore. Il target produttivo stimato in circa 9 milioni di metri cubi/giorno è atteso nel 2015.

Lo sviluppo del giacimento continuerà con ulteriori due fasi che prevedono la perforazione di pozzi addizionali e l'upgrading delle facilities di trattamento. Il plateau di produzione è stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno. Nel 2012 sono state sanzionate le FID per entrambe le ulteriori fasi di sviluppo.

Esplorazione Le attività esplorative riguardano il Golfo di Paria Centrale (Eni 19,5%), dove è situata la scoperta a olio Punta Sur nonché i permessi esplorativi di Punta Pescador e Golfo de Paria Ovest (Eni 40%), quest'ultimo coincidente con il permesso del giacimento a petrolio di Corocoro.

Australia e Oceania

Australia

Eni è presente in Australia dal 2001; nel 2012 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 37 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie sviluppata e non sviluppata di 24.318 chilometri quadrati (13.796 chilometri quadrati in quota Eni).

Le principali aree di produzione partecipate da Eni si trovano nei blocchi WA-33-L (Eni 100%), JPDA 03-13 (Eni 10,99%) e JPDA 06-105 (Eni 40%, operatore). Nella fase di appraisal/sviluppo Eni partecipa nelle aree NT/P68 (Eni 50%) e NT/P48 (Eni 32,5%). Inoltre Eni detiene quote in 9 licenze esplorative.

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

Blocco JPDA 06-105

Produzione Il giacimento a olio di Kitan (Eni operatore con il 40%), in produzione dal 2011, ha prodotto al picco di 38 mila barili/giorno nel 2012 (circa 13 mila in quota Eni). Lo sfruttamento del giacimento avviene attraverso 3 pozzi di produzione sottomarini e un impianto FPSO per il trattamento dell'olio.

Blocco WA-33-L

Produzione Il giacimento a gas Blacktip (Eni 100%), in produzione dal 2009, ha prodotto 636 milioni di metri cubi/anno nel 2012. 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 176 mila boe/giorno (circa 12 mila boe in quota Eni) nel 2012. La produzione di liquidi è supportata da tre piattaforme di trattamento e da un'unità FSO. Il gas è trattato presso l'impianto di liquefazione di Darwin della capacità di 3,2 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti alla carica di 4,9 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 ^(a)

[milioni di boe]

(al 31 dicembre)	Italia ^(b)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan ^(c)	Resto dell'Asia ^(d)	America	Australia e Oceania	Totale
2008									
Riserve certe di idrocarburi	681	525	1.939	1.154	1.336	579	254	132	6.600
<i>Società consolidate</i>	681	525	1.922	1.146	1.336	265	235	132	6.242
<i>Società in joint venture e collegate</i>			17	8		314	19		358
Sviluppate	465	417	1.242	831	647	212	140	62	4.016
<i>Società consolidate</i>	465	417	1.229	827	647	168	133	62	3.948
<i>Società in joint venture e collegate</i>			13	4		44	7		68
Non sviluppate	216	108	697	323	689	367	114	70	2.584
<i>Società consolidate</i>	216	108	693	319	689	97	102	70	2.294
<i>Società in joint venture e collegate</i>			4	4		270	12		290
2009									
Riserve certe di idrocarburi	703	590	1.937	1.163	1.221	545	279	133	6.571
<i>Società consolidate</i>	703	590	1.922	1.141	1.221	236	263	133	6.209
<i>Società in joint venture e collegate</i>			15	22		309	16		362
Sviluppate	490	432	1.278	804	614	183	181	122	4.104
<i>Società consolidate</i>	490	432	1.266	799	614	139	168	122	4.030
<i>Società in joint venture e collegate</i>			12	5		44	13		74
Non sviluppate	213	158	659	359	607	362	98	11	2.467
<i>Società consolidate</i>	213	158	656	342	607	97	95	11	2.179
<i>Società in joint venture e collegate</i>			3	17		265	3		288
2010									
Riserve certe di idrocarburi	724	601	2.119	1.161	1.126	612	373	127	6.843
<i>Società consolidate</i>	724	601	2.096	1.133	1.126	295	230	127	6.332
<i>Società in joint venture e collegate</i>			23	28		317	143		511
Sviluppate	554	405	1.237	817	543	182	167	117	4.022
<i>Società consolidate</i>	554	405	1.215	812	543	139	141	117	3.926
<i>Società in joint venture e collegate</i>			22	5		43	26		96
Non sviluppate	170	196	882	344	583	430	206	10	2.821
<i>Società consolidate</i>	170	196	881	321	583	156	89	10	2.406
<i>Società in joint venture e collegate</i>			1	23		274	117		415
2011									
Riserve certe di idrocarburi	707	630	2.052	1.104	950	886	624	133	7.086
<i>Società consolidate</i>	707	630	2.031	1.021	950	230	238	133	5.940
<i>Società in joint venture e collegate</i>			21	83		656	386		1.146
Sviluppate	540	374	1.194	746	482	134	188	112	3.770
<i>Società consolidate</i>	540	374	1.175	742	482	129	162	112	3.716
<i>Società in joint venture e collegate</i>			19	4		5	26		54
Non sviluppate	167	256	858	358	468	752	436	21	3.316
<i>Società consolidate</i>	167	256	856	279	468	101	76	21	2.224
<i>Società in joint venture e collegate</i>			2	79		651	360		1.092
2012									
Riserve certe di idrocarburi	524	591	1.935	1.129	1.041	852	966	128	7.166
<i>Società consolidate</i>	524	591	1.915	1.048	1.041	184	236	128	5.667
<i>Società in joint venture e collegate</i>			20	81		668	730		1.499
Sviluppate	406	349	1.100	716	458	190	190	107	3.516
<i>Società consolidate</i>	406	349	1.080	716	458	108	170	107	3.394
<i>Società in joint venture e collegate</i>			20			82	20		122
Non sviluppate	118	242	835	413	583	662	776	21	3.650
<i>Società consolidate</i>	118	242	835	332	583	76	66	21	2.273
<i>Società in joint venture e collegate</i>				81		586	710		1.377

(a) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00636 barili di petrolio).

(b) Le riserve certe al 31 dicembre 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011 comprendono rispettivamente 21.222, 21.112, 21.766, 21.728 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

(c) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento Karachaganak al 31 dicembre 2012 sono state calcolate considerando un working interest Eni di 29,25%; di 32,5% negli anni precedenti.

(d) Le società in joint venture e collegate includono il 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la joint venture 000 SeverEnergia della quale è stato ceduto dai due partner Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della call option.

Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica		(milioni di barili)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan ^(b)	Resto dell'Asia ^(b)	America	Australia e Oceania	Totale
(al 31 dicembre)									
2008									
Riserve certe di petrolio e condensati	186	277	837	791	911	157	150	26	3.335
Società consolidate	186	277	823	783	911	106	131	26	3.243
Società in joint venture e collegate			14	8		51	19		92
Sviluppate	111	222	624	580	298	97	81	23	2.036
Società consolidate	111	222	613	576	298	92	74	23	2.009
Società in joint venture e collegate			11	4		5	7		27
Non sviluppate	75	55	213	211	613	60	69	3	1.299
Società consolidate	75	55	210	207	613	14	57	3	1.234
Società in joint venture e collegate			3	4		46	12		65
2009									
Riserve certe di petrolio e condensati	233	351	908	777	849	144	169	32	3.463
Società consolidate	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377
Società in joint venture e collegate			13	7		50	16		86
Sviluppate	141	218	669	548	291	52	93	23	2.035
Società consolidate	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001
Società in joint venture e collegate			10	4		7	13		34
Non sviluppate	92	133	239	229	558	92	76	9	1.428
Società consolidate	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376
Società in joint venture e collegate			3	3		43	3		52
2010									
Riserve certe di petrolio e condensati	248	349	997	756	788	183	273	29	3.623
Società consolidate	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
Società in joint venture e collegate			19	6		44	139		208
Sviluppate	183	207	674	537	251	44	87	20	2.003
Società consolidate	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
Società in joint venture e collegate			18	4		5	25		52
Non sviluppate	65	142	323	219	537	139	186	9	1.620
Società consolidate	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
Società in joint venture e collegate			1	2		39	114		156
2011									
Riserve certe di petrolio e condensati	259	372	934	692	653	216	283	25	3.434
Società consolidate	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
Società in joint venture e collegate			17	22		110	151		300
Sviluppate	184	195	638	487	215	34	117	25	1.895
Società consolidate	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
Società in joint venture e collegate			16	4			25		45
Non sviluppate	75	177	296	205	438	182	166		1.539
Società consolidate	75	177	295	187	438	72	40		1.284
Società in joint venture e collegate			1	18		110	126		255
2012									
Riserve certe di petrolio e condensati	227	351	921	688	670	196	273	24	3.350
Società consolidate	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
Società in joint venture e collegate			17	16		114	119		266
Sviluppate	165	180	601	456	203	49	128	24	1.806
Società consolidate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
Società in joint venture e collegate			17			8	19		44
Non sviluppate	62	171	320	232	467	147	145		1.544
Società consolidate	62	171	320	216	467	41	45		1.322
Società in joint venture e collegate				16		106	100		222

(a) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento Karachaganak al 31 dicembre 2012 sono state calcolate considerando un working interest Eni di 29,25%; di 32,5% negli anni precedenti.

(b) Le società in joint venture e collegate includono il 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la joint venture OOO SeverEnergiya della quale è stato ceduto dai due partner Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della call option.

Riserve certe di gas naturale per area geografica		[milioni di metri cubi]							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan ^(b)	Resto dell'Asia ^(c)	America	Australia e Oceania	Totale
(al 31 dicembre)									
2008									
Riserve certe di gas naturale	80.499	40.241	179.097	59.065	69.007	68.285	16.994	17.163	530.351
<i>Società consolidate</i>	80.499	40.241	178.715	59.011	69.007	25.802	16.994	17.163	487.432
<i>Società in joint venture e collegate</i>			382	54		42.483			42.919
Sviluppate	57.522	31.762	100.461	40.890	56.762	18.229	9.615	6.263	321.504
<i>Società consolidate</i>	57.522	31.762	100.161	40.873	56.762	12.441	9.615	6.263	315.399
<i>Società in joint venture e collegate</i>			300	17		5.788			6.105
Non sviluppate	22.977	8.479	78.636	18.175	12.245	50.056	7.379	10.900	208.847
<i>Società consolidate</i>	22.977	8.479	78.554	18.138	12.245	13.361	7.379	10.900	172.033
<i>Società in joint venture e collegate</i>			82	37		36.695			36.814
2009									
Riserve certe di gas naturale	76.556	39.066	167.326	62.636	60.571	65.173	17.851	16.280	505.459
<i>Società consolidate</i>	76.556	39.066	166.907	60.219	60.571	23.062	17.807	16.280	460.468
<i>Società in joint venture e collegate</i>			419	2.417		42.111	44		44.991
Sviluppate	56.643	34.853	99.038	41.572	52.651	21.402	14.352	15.991	336.502
<i>Società consolidate</i>	56.643	34.853	98.724	41.430	52.651	15.269	14.317	15.991	329.878
<i>Società in joint venture e collegate</i>			314	142		6.133	35		6.624
Non sviluppate	19.913	4.213	68.288	21.064	7.920	43.771	3.499	289	168.957
<i>Società consolidate</i>	19.913	4.213	68.183	18.789	7.920	7.793	3.490	289	130.590
<i>Società in joint venture e collegate</i>			105	2.275		35.978	9		38.367
2010									
Riserve certe di gas naturale	74.877	39.659	176.463	63.578	53.063	67.694	15.629	15.393	506.356
<i>Società consolidate</i>	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
<i>Società in joint venture e collegate</i>			696	3.339		43.030	627		47.692
Sviluppate	58.379	31.220	88.416	43.991	45.893	21.907	12.384	15.268	317.458
<i>Società consolidate</i>	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
<i>Società in joint venture e collegate</i>			627	107		6.051	173		6.958
Non sviluppate	16.498	8.439	88.047	19.587	7.170	45.787	3.245	125	188.898
<i>Società consolidate</i>	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
<i>Società in joint venture e collegate</i>			69	3.232		36.979	454		40.734
2011									
Riserve certe di gas naturale	70.520	40.410	175.871	64.766	46.642	105.285	53.714	17.103	574.311
<i>Società consolidate</i>	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
<i>Società in joint venture e collegate</i>		50	568	9.580		85.880	37.015		133.093
Sviluppate	55.989	28.159	87.427	40.807	41.917	15.623	11.124	13.909	294.955
<i>Società consolidate</i>	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
<i>Società in joint venture e collegate</i>		3	498	108		665	237		1.511
Non sviluppate	14.531	12.251	88.444	23.959	4.725	89.662	42.590	3.194	279.356
<i>Società consolidate</i>	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
<i>Società in joint venture e collegate</i>		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582
2012									
Riserve certe di gas naturale	46.201	37.319	157.878	68.348	57.701	102.108	107.715	16.197	593.467
<i>Società consolidate</i>	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
<i>Società in joint venture e collegate</i>		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
Sviluppate	37.512	26.186	77.473	40.477	39.686	21.926	9.617	13.003	265.880
<i>Società consolidate</i>	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
<i>Società in joint venture e collegate</i>		2	460			11.388	164		12.014
Non sviluppate	8.689	11.133	80.405	27.871	18.015	80.182	98.098	3.194	327.587
<i>Società consolidate</i>	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
<i>Società in joint venture e collegate</i>				10.007		74.795	94.842		179.644

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011 comprendono rispettivamente 21.222, 21.112, 21.766, 21.728 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

(b) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento Karachaganak al 31 dicembre 2012 sono state calcolate considerando un working interest Eni di 29,25%; di 32,5% negli anni precedenti.

(c) Le società in joint venture e collegate includono il 29,4% delle riserve delle tre società russe partecipate tramite la joint venture OOO SeverEnergia della quale è stato ceduto dai due partner Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della call option.

Produzione di idrocarburi per Paese ^{(a) (b)}	(migliaia di boe/giorno)	2008	2009	2010	2011	2012
Italia		199	169	183	186	189
Resto d'Europa		249	247	222	216	178
Croazia		12	17	8	5	5
Norvegia		129	126	123	131	126
Regno Unito		108	104	91	80	47
Africa Settentrionale		645	573	602	438	586
Algeria		83	83	77	72	78
Egitto		240	230	232	236	235
Libia		306	244	273	112	258
Tunisia		16	16	20	18	15
Africa Sub-Sahariana		335	360	400	370	345
Angola		126	130	118	102	87
Congo		87	102	110	108	104
Nigeria		122	128	172	160	154
Kazakhstan		111	115	108	106	102
Resto dell'Asia		124	135	131	112	129
Cina		8	8	7	8	9
India			1	8	4	2
Indonesia		20	21	19	18	18
Iran		28	35	21	6	3
Iraq				5	7	18
Pakistan		56	58	59	58	57
Russia						11
Turkmenistan		12	12	12	11	11
America		117	153	143	125	135
Brasile					1	2
Ecuador		16	14	11	7	25
Stati Uniti		87	119	109	98	88
Trinidad e Tobago		9	12	12	10	11
Venezuela		5	8	11	9	9
Australia e Oceania		17	17	26	28	37
Australia		17	17	26	28	37
Totale estero		1.598	1.600	1.632	1.395	1.512
		1.797	1.769	1.815	1.581	1.701
di cui società in joint venture e collegate		20	23	25	26	35
Angola		3	3	3	4	2
Brasile					1	2
Indonesia		6	6	6	6	6
Russia						11
Tunisia		6	6	5	6	5
Venezuela		5	8	11	9	9

Produzione venduta di idrocarburi ^(a)	(milioni di boe)	2008	2009	2010	2011	2012
Produzione di idrocarburi		657,5	645,7	662,3	577,0	622,6
Variazione rimanenze/altre		(7,6)	(3,8)	(3,4)	(7,4)	1,6
Autoconsumi di gas		(17,9)	(19,1)	(20,9)	(21,1)	(25,5)
Produzione venduta di idrocarburi ^(c)		632,0	622,8	638,0	548,5	598,7
petrolio	(milioni di barili)	370,24	365,20	361,30	302,61	325,41
- di cui a settore R&M		194,64	224,98	206,41	190,65	185,48
gas naturale	(miliardi di metri cubi)	42,57	41,90	43,50	38,65	42,50
- di cui a settore G&P		13,58	12,57	12,23	11,98	12,33

(a) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00636 barili di petrolio).

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzato come autoconsumo (10,9, 9,1, 9, 8,5 e 8 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2012, 2011, 2010, 2009 e 2008).

(c) Include 11,2 milioni di boe di produzione venduta dalle società in joint venture e collegate nel 2012 (7,7, 8, 7,1 e 5,7 milioni di boe nel 2011, 2010, 2009 e 2008, rispettivamente).

Produzione di petrolio e condensati per Paese	(migliaia di barili/giorno)	2008	2009	2010	2011	2012
Italia		68	56	61	64	63
Resto d'Europa		140	133	121	120	95
Norvegia		83	78	74	80	74
Regno Unito		57	55	47	40	21
Africa Settentrionale		338	292	301	209	271
Algeria		80	80	74	69	71
Egitto		98	91	96	91	88
Libia		147	108	116	36	101
Tunisia		13	13	15	13	11
Africa Sub-Sahariana		289	312	321	278	247
Angola		121	125	113	95	80
Congo		84	97	98	87	82
Nigeria		84	90	110	96	85
Kazakhstan		69	70	65	64	61
Resto dell'Asia		49	57	48	34	44
Cina		6	7	6	7	8
India				1		
Indonesia		2	2	2	2	2
Iran		28	35	21	6	3
Iraq				5	7	18
Pakistan		1	1	1	1	1
Russia						2
Turkmenistan		12	12	12	11	10
America		63	79	71	65	83
Brasile					1	2
Ecuador		16	14	11	7	25
Stati Uniti		42	57	49	48	47
Venezuela		5	8	11	9	9
Australia e Oceania		10	8	9	11	18
Australia		10	8	9	11	18
Totale estero		958	951	936	781	819
		1.026	1.007	997	845	882
di cui società in joint venture e collegate		14	17	19	19	20
Angola		3	3	3	3	2
Brasile					1	2
Indonesia		1	1	1	1	1
Russia						2
Tunisia		5	5	4	5	4
Venezuela		5	8	11	9	9

Produzione di idrocarburi disponibile per la vendita ^{(a) (b)}	(migliaia di boe/giorno)	2008	2009	2010	2011	2012
Italia		195	165	178	181	184
Resto d'Europa		242	239	214	209	171
Africa Settentrionale		627	554	582	420	561
Africa Sub-Sahariana		325	349	386	354	327
Kazakhstan		108	113	104	102	98
Resto dell'Asia		119	130	126	106	121
America		116	150	141	124	133
Australia e Oceania		16	16	26	27	36
		1.748	1.716	1.757	1.523	1.631
di cui società in joint venture e collegate		19	21	23	23	33
Africa Settentrionale		5	5	5	5	5
Africa Sub-Sahariana		3	3	3	3	2
Resto dell'Asia		6	5	5	4	15
America		5	8	10	11	11

(a) Dal 1° luglio 2012, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00643 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00636 barili di petrolio).

(b) Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

Produzione di gas naturale per Paese ^(a)	(milioni di metri cubi/giorno)	2008	2009	2010	2011	2012
Italia		21,2	18,5	19,1	19,1	19,7
Resto d'Europa		17,8	18,6	15,9	15,2	13,0
Croazia		2,0	2,7	1,3	0,9	0,7
Norvegia		7,5	7,8	7,7	8,0	8,2
Regno Unito		8,3	8,1	6,9	6,3	4,1
Africa Settentrionale		49,9	45,7	47,4	36,0	49,0
Algeria		0,5	0,5	0,5	0,5	1,1
Egitto		23,2	22,5	21,4	22,7	22,8
Libia		25,7	22,1	24,7	12,0	24,4
Tunisia		0,5	0,6	0,8	0,8	0,7
Africa Sub-Sahariana		7,4	7,8	12,5	14,4	15,2
Angola		0,8	0,8	0,9	1,0	1,1
Congo		0,4	0,8	1,9	3,4	3,4
Nigeria		6,2	6,2	9,7	10,0	10,7
Kazakhstan		6,9	7,3	6,7	6,5	6,3
Resto dell'Asia		12,0	12,6	13,1	12,1	13,3
Cina		0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
India			0,1	1,0	0,6	0,3
Indonesia		2,8	3,0	2,7	2,3	2,4
Pakistan		8,9	9,3	9,2	9,1	8,8
Russia						1,5
Turkmenistan						0,2
America		8,9	12,0	11,2	9,5	8,1
Stati Uniti		7,3	10,1	9,4	7,9	6,4
Trinidad e Tobago		1,6	1,9	1,8	1,6	1,7
Australia e Oceania		1,2	1,4	2,7	2,8	2,9
Australia		1,2	1,4	2,7	2,8	2,9
Totale estero		104,1	105,4	109,5	96,5	107,8
		125,3	123,9	128,6	115,6	127,5
di cui società in joint venture e collegate		1,0	1,1	1,0	1,0	2,5
Angola					0,1	0,1
Indonesia		0,9	0,9	0,8	0,7	0,7
Russia						1,5
Tunisia		0,1	0,2	0,2	0,2	0,2

Produzione di gas naturale disponibile per la vendita ^(b)	(milioni di metri cubi/giorno)	2008	2009	2010	2011	2012
Italia		20	18	18	18	19
Resto d'Europa		17	17	15	14	12
Africa Settentrionale		47	43	44	33	45
Africa Sub-Sahariana		6	6	11	12	12
Kazakhstan		6	6	6	6	6
Resto dell'Asia		11	12	12	12	12
America		9	12	11	9	8
Australia e Oceania		1	1	3	3	3
		117	115	120	107	117
di cui società in joint venture e collegate		1	1	1	1	2
Resto dell'Asia		1	1	1	1	2

(a) Comprende la produzione di gas naturale utilizzato come autoconsumo (10,9, 9,1, 9, 8,5 e 8 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2012, 2011, 2010, 2009 e 2008).

(b) Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

Prezzi medi di realizzo	2008		2009		2010		2011		2012	
	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Petrolio e condensati (\$/bbl)										
Italia	84,87		56,02		72,19		101,20		100,52	
Resto d'Europa	71,90		56,46		67,26		97,56	97,18	100,67	93,11
Africa Settentrionale	85,38	14,70	56,42	14,60	70,96	16,09	97,63	17,98	103,63	17,93
Africa Sub-Sahariana	91,58	98,40	59,75	56,85	78,23	77,78	110,09	108,92	108,34	112,28
Kazakhstan	79,06		52,34		66,74		98,68		102,25	
Resto dell'Asia	75,29		55,34	9,01	75,20	57,05	101,09	74,98	103,44	40,36
America	88,88	86,42	55,66	56,41	72,84	71,70	101,15	93,03	85,94	93,45
Australia e Oceania	82,80		50,40		73,00		98,05		102,06	
	84,31	56,04	57,02	44,43	72,95	58,86	102,47	84,78	103,06	77,94
Gas naturale (\$/kmc)										
Italia	461,21		318,11		307,46		408,21		377,14	
Resto d'Europa	372,66		249,08		261,43		343,15	375,75	357,70	411,16
Africa Settentrionale	252,42		204,45		242,59		209,98	190,43	287,06	173,53
Africa Sub-Sahariana	53,10		58,86		66,03		69,60		76,12	
Kazakhstan	18,69		16,16		17,38		20,19		23,55	
Resto dell'Asia	178,28	437,76	144,35	262,77	153,39	348,48	186,11	553,63	209,85	217,84
America	311,23		142,97		165,81		141,97		102,30	
Australia e Oceania	338,75		287,17		261,19		260,33		273,00	
	282,11	418,92	198,38	240,51	212,06	308,21	227,36	490,34	252,28	217,44
Idrocarburi (\$/boe)										
Italia	78,46		53,17		56,60		77,26		73,24	
Resto d'Europa	67,15		49,53		56,00		79,03	66,14	80,79	69,05
Africa Settentrionale	64,91	13,86	45,47	13,19	55,06	13,53	64,85	20,87	73,06	19,45
Africa Sub-Sahariana	81,77	98,40	54,61	56,85	66,35	77,78	88,02	108,92	84,93	112,28
Kazakhstan	51,30		33,65		42,24		62,87		64,92	
Resto dell'Asia	48,85	69,22	38,21	41,80	42,45	55,04	51,51	85,80	57,98	34,78
America	70,41	86,42	39,29	56,32	47,84	71,70	60,28	93,03	54,61	93,45
Australia e Oceania	71,43		48,63		52,51		61,00		73,82	
	68,21	60,50	46,90	42,82	55,59	56,10	72,20	83,15	73,65	59,25
GRUPPO ENI	2008		2009		2010		2011		2012	
Petrolio e condensati (\$/bbl) ^(a)	84,05		56,95		72,76		102,11		102,58	
Gas Naturale (\$/kmc)	282,82		198,64		212,67		229,06		251,67	
Idrocarburi (\$/boe)	68,13		46,90		55,60		72,26		73,39	

(a) Il prezzo medio di realizzo del petrolio Eni è stato ridotto in media di 1,50 \$/barile nel 2011 (1,33 \$/barile, 0,03 \$/barile e 4,13 \$/barile nel 2010, 2009 e 2008 rispettivamente) per effetto del regolamento di strumenti derivati relativi alla vendita di 9 milioni di barili (28,5 milioni, 42,2 milioni e 46 milioni nel 2010, 2009 e 2008 rispettivamente) che hanno chiuso la posizione aperta nel 2008 per la copertura del rischio di variazione dei flussi di cassa correlati alla vendita di circa 125,7 milioni di barili di riserve certe.

Superficie netta sviluppata e non sviluppata	(chilometri quadrati)				
	2008	2009	2010	2011	2012
Europa	30.511	31.607	29.079	26.023	27.423
Italia	20.409	22.038	19.097	16.872	17.556
Resto d'Europa	10.102	9.569	9.982	9.151	9.867
Africa	249.672	158.749	152.671	137.220	142.796
Africa Settentrionale	31.088	46.011	44.277	30.532	21.390
Africa Sub-Sahariana	218.584	112.738	108.394	106.688	121.406
Asia	93.710	125.641	112.745	55.284	58.042
Kazakhstan	880	880	880	880	869
Resto dell'Asia	92.830	124.761	111.865	54.404	57.173
America	12.043	11.523	11.187	10.209	9.075
Australia e Oceania	29.558	20.342	15.279	25.685	13.834
Totale	415.494	347.862	320.961	254.421	251.170

Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2012

	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		288	17.191	11.150	27.199	16.273		135	99
Italia	1926	151	10.847	9.011	11.438	8.545	Onshore/Offshore	83	68
Resto d'Europa		137	6.344	2.139	15.761	7.728		52	31
Croazia	1996	2	1.975	987			Offshore	9	3
Norvegia	1965	52	2.264	346	6.226	2.330	Offshore	17	16
Polonia	2010	3			1.968	1.968	Onshore		
Regno Unito	1964	65	2.055	776	647	138	Offshore	25	12
Ucraina	2011	12	50	30	3.840	1.911	Onshore	1	
Altri Paesi		3			3.080	1.381	Offshore		
AFRICA		287	64.075	19.891	192.079	122.905		272	143
Africa Settentrionale		119	31.988	14.066	17.691	7.324		103	60
Algeria	1981	41	2.640	1.071	1.158	161	Onshore	32	11
Egitto	1954	57	4.937	1.771	7.845	2.819	Onshore/Offshore	40	27
Libia	1959	10	17.947	8.950	8.688	4.344	Onshore/Offshore	11	15
Tunisia	1961	11	6.464	2.274			Onshore/Offshore	20	7
Africa Sub-Sahariana		168	32.087	5.825	174.388	115.581		169	83
Angola	1980	78	4.804	636	20.037	5.443	Onshore/Offshore	47	31
Congo	1968	26	1.835	1.027	7.681	4.008	Onshore/Offshore	24	6
Gabon	2008	6			7.615	7.615	Onshore/Offshore		
Ghana	2009	2			5.144	1.885	Offshore		2
Kenia	2012	3			35.724	35.724	Offshore		
Liberia	2012	3			8.145	2.036	Offshore		
Mozambico	2007	1			12.956	9.069	Offshore		8
Nigeria	1962	41	25.448	4.162	10.838	3.484	Onshore/Offshore	98	36
Repubblica Democratica del Congo	2010	1			478	263	Onshore		
Togo	2010	2			6.192	6.192	Offshore		
Altri Paesi		5			59.578	39.862	Onshore		
ASIA		73	17.126	5.778	101.554	52.264		39	32
Kazakhstan	1992	6	324	95	4.609	774	Onshore/Offshore	1	5
Resto dell'Asia		67	16.802	5.683	96.945	51.490		38	27
Cina	1984	11	200	39	10.456	10.456	Offshore	11	
India	2005	11	206	109	16.546	6.099	Onshore/Offshore	4	3
Indonesia	2001	13	1.735	656	28.490	19.078	Onshore/Offshore	7	15
Iran	1957	4	1.456	820			Onshore/Offshore	2	
Iraq	2009	1	1.074	352			Onshore	1	
Pakistan	2000	19	8.430	2.478	20.210	8.055	Onshore/Offshore	10	1
Russia	2007	4	3.501	1.029	1.495	440	Onshore	1	8
Timor Leste	2006	2			5.148	4.118	Offshore		
Turkmenistan	2008	1	200	200			Onshore	2	
Altri Paesi		1			14.600	3.244	Offshore		
AMERICA		409	4.571	3.074	14.180	6.001		61	20
Ecuador	1988	1	1.985	1.985			Onshore	1	1
Stati Uniti	1968	393	1.826	925	6.206	3.707	Onshore/Offshore	54	13
Trinidad e Tobago	1970	1	382	66			Offshore	5	2
Venezuela	1998	6	378	98	2.427	968	Onshore/Offshore	1	3
Altri Paesi		8			5.547	1.326	Offshore		1
AUSTRALIA E OCEANIA		15	1.980	1.046	23.102	12.788		4	2
Australia	2001	14	1.980	1.046	22.338	12.750	Offshore	4	2
Altri Paesi		1			764	38	Offshore		
Totale		1.072	104.943	40.939	358.114	210.231		511	296

(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)	2008	2009	2010	2011	2012
Aacquisto di riserve proved e unproved		836	697		754	43
Africa Settentrionale		626	351		57	14
Africa Sub-Sahariana		210	73		697	27
Resto dell'Asia			94			
America			179			2
Esplorazione		1.918	1.228	1.012	1.210	1.850
Italia		135	40	34	38	32
Resto d'Europa		227	113	114	100	151
Africa Settentrionale		379	317	84	128	153
Africa Sub-Sahariana		485	284	406	482	1.142
Kazakhstan		16	20	6	6	3
Resto dell'Asia		187	159	223	156	193
America		441	243	119	60	80
Australia e Oceania		48	52	26	240	96
Sviluppo		6.429	7.478	8.578	7.357	8.304
Italia		570	689	630	720	744
Resto d'Europa		598	673	863	1.596	2.008
Africa Settentrionale		1.246	1.381	2.584	1.380	1.299
Africa Sub-Sahariana		1.717	2.105	1.818	1.521	1.931
Kazakhstan		968	1.083	1.030	897	719
Resto dell'Asia		355	406	311	361	641
America		655	706	1.187	831	953
Australia e Oceania		320	435	155	51	9
Altro		98	83	100	114	110
		9.281	9.486	9.690	9.435	10.307

Vita utile residua delle riserve ^(a)	(anni)	2008	2009	2010	2011	2012
Italia		9,3	11,4	10,9	10,4	7,6
Resto d'Europa		5,8	6,6	7,4	8,0	9,0
Africa Settentrionale		8,2	9,3	9,6	12,8	9,0
Africa Sub-Sahariana		9,5	8,9	7,9	8,2	8,9
Kazakhstan		32,9	29,0	28,7	24,5	28,1
Resto dell'Asia		12,8	11,1	12,8	21,7	18,1
America		5,9	5,0	7,2	13,6	19,7
Australia e Oceania		21,0	21,5	13,1	12,8	9,8
		10,0	10,2	10,3	12,3	11,5

Tasso di rimpiazzo delle riserve ^(a)	2008		2009		2010		2011		2012 ^(b)	
	organico	all sources	organico	all sources	organico	all sources	organico	all sources	organico	all sources
(%)										
Italia	9	10	135	136	121	107	72	75	34	-
Resto d'Europa	-	-	173	174	103	102	140	136	37	37
Africa Settentrionale	118	118	99	99	167	167	58	58	40	40
Africa Sub-Sahariana	117	142	105	106	91	90	63	58	138	117
Kazakhstan	921	776	-	-	-	-	-	-	467	337
Resto dell'Asia	124	248	42	-	211	212	768	771	12	12
America	40	40	102	144	274	273	646	647	855	786
Australia e Oceania	75	75	117	112	6	5	155	163	51	51
	130	135	93	96	127	125	143	142	147	107

(a) Include il 29,4% delle riserve certe delle tre società russe partecipate tramite la joint venture 000 SeverEnergia della quale è stato ceduto dai due partner Eni-Enel il 51% a Gazprom il 23 settembre 2009 in esercizio della call option.

(b) Al netto dell'effetto del coefficiente di conversione del gas naturale.

Perforazione esplorativa									
(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)		
	2010		2011		2012		2012		
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni	
Italia		0,5			1,0		5,0	3,4	
Resto d'Europa	1,7	1,1	0,3	0,7	1,0	1,0	19,0	7,2	
Africa Settentrionale	9,3	8,1	6,2	3,4	6,3	11,3	17,0	11,7	
Africa Sub-Sahariana	2,3	4,7	0,6	2,6	4,5	5,1	57,0	24,2	
Kazakhstan						0,8	8,0	1,4	
Resto dell'Asia	1,0	2,8	0,2	7,6	0,5	0,6	27,0	11,2	
America		6,3	2,5			0,1	10,0	2,4	
Australia e Oceania	1,0	0,4		1,4		0,4	1,0	0,5	
	15,3	23,9	9,8	15,7	13,3	19,3	144,0	62,0	

Perforazione di sviluppo									
(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress		
	2010		2011		2012		2012		
	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	totale	in quota Eni	
Italia	23,9	1,0	25,3		18,0	1,0	3,0	2,6	
Resto d'Europa	2,9	0,2	3,3	0,3	2,9	0,6	9,0	1,8	
Africa Settentrionale	44,3	0,3	55,9	1,1	46,0	1,6	19,0	8,1	
Africa Sub-Sahariana	28,0	2,5	28,2	1,0	27,4	0,3	19,0	4,4	
Kazakhstan	1,8		1,3		1,4		16,0	2,9	
Resto dell'Asia	41,7	1,8	39,2	2,5	41,2	0,1	36,0	14,2	
America	27,6	0,5	27,6		23,1		7,0	2,9	
Australia e Oceania	1,5		0,4						
	171,7	6,3	181,2	4,9	160,0	3,6	109,0	36,9	

Pozzi produttivi ^(d)				
(numero)	2012			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	242,0	196,1	621,0	536,6
Resto d'Europa	460,0	69,7	180,0	89,2
Africa Settentrionale	1.447,0	702,3	154,0	59,2
Africa Occidentale	2.858,0	542,2	383,0	27,6
Kazakhstan	102,0	29,1		
Resto dell'Asia	642,0	404,1	889,0	336,6
America	169,0	90,5	344,0	122,8
Australia e Oceania	7,0	3,8	14,0	3,3
	5.927,0	2.037,8	2.585,0	1.175,3

(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 2.203 (747,7 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.

Gas & Power

Principali indicatori di performance (*)

		2008	2009	2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	4,72	3,15	3,97	2,44	1,84
Indice di frequenza infortuni contrattisti		3,43	2,32	4,00	5,22	3,64
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	36.122	29.272	27.806	33.093	36.200
Utile operativo		2.330	1.914	896	(326)	(3.221)
Utile operativo adjusted		1.778	2.022	1.268	(247)	354
<i>Mercato</i>		1.309	1.721	923	(657)	45
<i>Trasporto internazionale</i>		469	301	345	410	309
Utile netto adjusted		784	892	1.267	252	473
EBITDA pro-forma adjusted		2.970	2.975	2.562	949	1.314
<i>Mercato</i>		2.344	2.334	1.863	257	856
<i>Trasporto internazionale</i>		626	641	699	692	458
Investimenti tecnici		431	207	265	192	225
Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	104,23	103,72	97,06	96,76	95,32
Vendite di GNL ^(c)		12,0	12,9	15,0	15,7	14,6
Clienti in Italia	(milioni)	6,63	6,88	6,88	7,10	7,45
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	29,93	33,96	39,54	40,28	42,58
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	5.312	5.147	5.072	4.795	4.752
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	12,18	12,40	13,41	12,77	12,70
Punteggio soddisfazione clienti (PSC) ^(d)	(%)	75,3	83,7	87,4	88,6	89,8
Prelievi idrici/kWheq prodotto (EniPower)	(metri cubi/kWheq)	0,015	0,015	0,013	0,014	0,012

(*) A seguito del piano di dismissione dei Business Regolati Italia, i risultati della Divisione G&P includono le attività Mercato e Trasporto Internazionale. I periodi di confronto sono stati oggetto di restatement per omogeneità.

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,73 miliardi di metri cubi (6,00, 6,17, 5,65 e 2,86 miliardi di metri cubi nel 2008, 2009, 2010 e 2011, rispettivamente).

(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) Il dato 2012 è calcolato come media tra il PSC del primo semestre rilevato dall'AEEG e il risultato del secondo semestre rilevato attraverso l'indagine di soddisfazione svolta da Eni.

Performance dell'anno

Accordi commerciali nel Far East

Nel gennaio 2013 Eni ha firmato un accordo trilaterale con la coreana Korea Gas Corporation e la giapponese Chubu Electric Power Company per la vendita di 28 carichi di gas naturale liquefatto (GNL), corrispondenti a 1,7 milioni di tonnellate di GNL, nel periodo 2013-2017.

Ingresso nel mercato francese e belga

Nell'ottobre 2012 Eni ha lanciato il proprio marchio nel mercato retail del gas in Francia e nel mercato business e retail del gas e dell'energia elettrica in Belgio. Il brand Eni ha sostituito quello degli operatori nazionali acquisiti nel corso degli ultimi anni con lo scopo di diventare uno dei maggiori operatori retail di Francia e Belgio e di consolidare la leadership sul mercato business belga.

È proseguito il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni dei dipendenti (-24,6% rispetto al 2011) mentre l'indice di frequenza dei contrattisti è ritornato su valori inferiori a quelli del 2010, registrando un miglioramento del 30% rispetto al 2011.

Nell'ambito dell'attività di vendita ai clienti residenziali, il Punteggio di Soddisfazione dei Clienti (PSC) (oggetto di verifica semestrale da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas) è aumentato raggiungendo il valore di 89,8 (base 100) in aumento di 1,2 punti percentuali rispetto allo scorso anno.

Nel 2012 EniPower ha ridotto i prelievi idrici relativi alle proprie attività (-11,2% rispetto al 2011) nonché la quantità d'acqua per kWheq prodotto (-13,8%).

Nel 2012 l'utile netto adjusted è stato di €473 milioni, quasi raddoppiato rispetto al 2011 per effetto della migliore performance dell'attività Mercato che in un contesto di contrazione della domanda e di intensa pressione competitiva ha assorbito la flessione dei prezzi di vendita grazie ai benefici delle rinegoziazioni dei contratti gas, alcune delle quali con efficacia retroattiva dall'inizio del 2011, e del migliorato mix di approvvigionamento a seguito della piena ripresa delle forniture libiche.

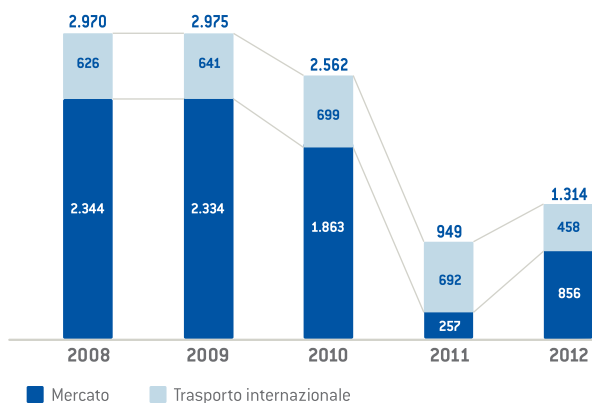
Le vendite di gas mondo hanno registrato un calo dell'1,5% a 95,32 miliardi di metri cubi in un contesto di contrazione della domanda europea e di crescente pressione competitiva. Le vendite sul mercato domestico sono in linea con il 2011, mentre risultano essere in lieve flessione le vendite sui mercati europei, in particolare in Benelux per pressione competitiva e Penisola Iberica per la mancata rilevazione delle vendite di Galp.

Le vendite di energia elettrica di 42,58 terawattora sono aumentate di 2,30 terawattora rispetto al 2011, pari al 5,7%.

Sono stati investiti €225 milioni che hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€131 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€81 milioni).

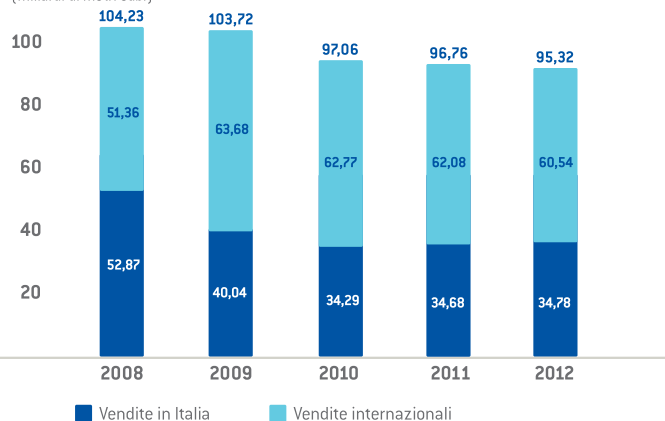
EBITDA pro-forma adjusted

(€ milioni)



Vendite di gas mondo

(miliardi di metri cubi)



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

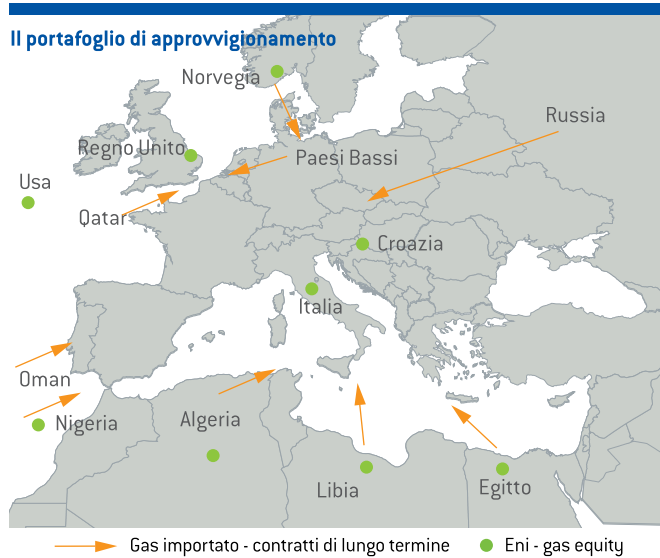
1.1 Gas naturale

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, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicurano circa 80 miliardi di metri cubi/anno di gas (incluso Eni Gas & Power NV ed escluso l'approvvigionamento delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 16 anni con formule prezzo generalmente indicizzate ai prezzi del petrolio e di suoi derivati (gasolio, olio combustibile, ecc.).

Eni può contare sulla disponibilità di produzioni equity, sulla presenza in tutte le fasi della filiera del GNL (liquefazione, shipping e rigassificazione) e sull'accesso alle infrastrutture, sulle attività di trading e risk management. Complessivamente, il fabbisogno di

Il portafoglio di approvvigionamento



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 86,74 miliardi di metri cubi con un incremento rispetto al 2011 di 3,36 miliardi di metri cubi, pari al 4%. I volumi di gas approvvigionati all'estero (79,19 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 91% del totale, sono aumentati di 3,03 miliardi di metri cubi rispetto al 2011 (+4%), per effetto essenzialmente dei relativi maggiori ritiri dalla Libia (+4,23 miliardi di metri cubi), quasi triplicati rispetto allo scorso esercizio per effetto dell'interruzione del gasdotto Green-Stream avvenuta nel 2011. In aumento anche i ritiri dai Paesi Bassi

(+0,95 miliardi di metri cubi) e dall'Algeria (+0,51 miliardi di metri cubi). In diminuzione i volumi approvvigionati dalla Russia (-1,17 miliardi di metri cubi) per effetto della ripresa delle forniture libiche, Regno Unito (-0,37 miliardi di metri cubi) e Norvegia (-0,17 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (7,55 miliardi di metri cubi) sono in lieve aumento rispetto al 2011 anche per effetto della crescita della produzione nazionale che ha compensato il declino dei campi maturi. Nel 2012 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (6,7 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (1,9 miliardi di metri cubi); (iii) dei giacimenti libici (1,8 miliardi di metri cubi) in aumento di circa 1,2 miliardi di metri cubi a causa dell'impatto della forza maggiore registrato nel 2011; (iv) degli Stati Uniti (1,6 miliardi di metri cubi); (v) di altre aree europee (della Croazia per 0,2 miliardi di metri cubi). Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 18 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 18% del totale delle disponibilità per la vendita.

Commercializzazione in Italia

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di elettricità e gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. In Italia la sola vendita al mercato retail è caratterizzata da prezzi regolati dall'Autorità che sono rivolti ai clienti cosiddetti "tutelati", in prevalenza residenziali e piccole imprese, che non hanno optato per la scelta del fornitore in occasione della liberalizzazione del 2000. Il mercato del gas in Italia è articolato nei segmenti

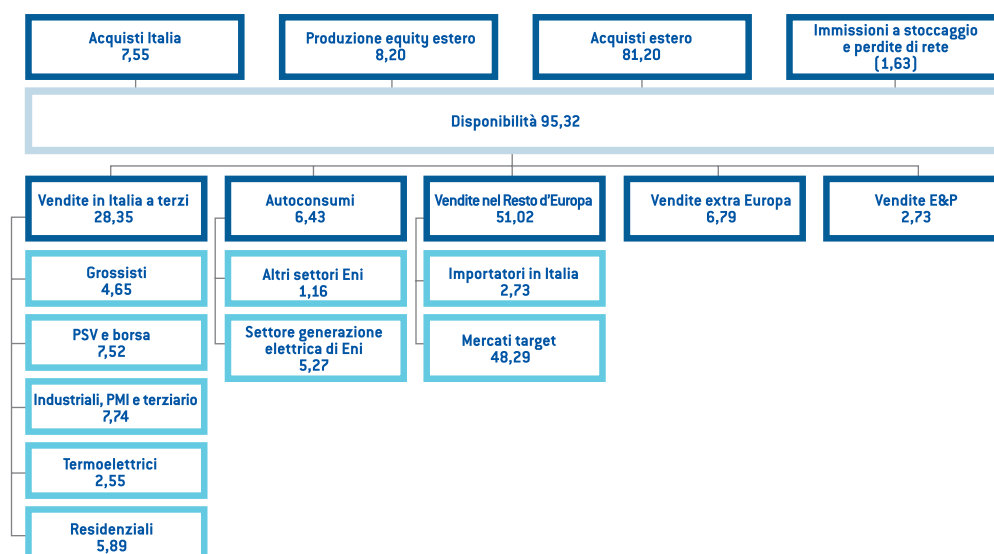
industriale, termoelettrico, grossista e residenziale. Le imprese industriali e le centrali termoelettriche sono allacciate direttamente alla rete di trasporto nazionale e alla rete di trasporto regionale di gasdotti. I grossisti comprendono essenzialmente le aziende di vendita urbane che acquistano il gas per rivenderlo ai clienti del settore civile attraverso reti di gasdotti locali di distribuzione del gas a bassa pressione. Sono considerati grossisti anche i gestori degli impianti di gas per auto-trazione. I clienti del settore residenziale comprendono le utenze domestiche (cosiddetto "retail market") e il terziario (grande distribuzione, ospedali, pubblica amministrazione) e le piccole/medie imprese ubicate in ambito urbano (cosiddetto "middle market"). Complessivamente Eni rifornisce circa 2.600 clienti tra grandi imprese, produttori di energia elettrica, grossisti e operatori del settore dell'autotrazione. Sono invece 7,45 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese, e enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale. Nonostante la flessione di circa il 4% della domanda gas Italia, le vendite domestiche di Eni hanno registrato una sostanziale tenuta a 34,78 miliardi di metri cubi (+0,10 miliardi di metri cubi rispetto al 2011, pari allo 0,3%). Il calo delle vendite nei settori termoelettrico, grossista e industriale (-1,76 miliardi di metri cubi, -0,51 miliardi di metri cubi e -0,28 miliardi di metri cubi, rispettivamente) per effetto della negativa congiuntura economica e della crescente pressione competitiva è stato compensato dai maggiori volumi commercializzati al PSV e Borsa (+2,28 miliardi di metri cubi) e, in misura minore, dalle maggiori vendite al segmento residenziale (+0,22 miliardi di metri cubi) per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese. Le vendite agli shipper sono diminuite di 0,51 miliardi di metri cubi (-15,7%) a causa della cessazione di alcuni contratti di fornitura, nonostante il rientro delle disponibilità libiche.

Vendite e quote di mercato per segmento di utilizzo	2011		2012		Var.% 2012 vs 2011
	Volumi venduti	Quota di mercato (%)	Volumi venduti	Quota di mercato (%)	
Italia a terzi	28,47	36,5	28,35	37,8	(0,4)
Grossisti	5,16		4,65		(9,9)
PSV e borsa	5,24		7,52		43,5
Industriali	7,21		6,93		(3,9)
PMI e terziario	0,88		0,81		(8,0)
Termoelettrici	4,31		2,55		(40,8)
Residenziali	5,67		5,89		3,9
Autoconsumi	6,21		6,43		3,5
TOTALE ITALIA	34,68	44,5	34,78	46,4	0,3
Domanda Gas ^(a)	77,92		74,91		(3,9)

(a) Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico.

Disponibilità e vendita di gas naturale

(miliardi di metri cubi)



Commercializzazione all'estero

Nonostante il mercato sfidante e la notevole pressione competitiva, Eni intende crescere in modo organico nei mercati europei target di Francia, Germania/Austria e Benelux grazie alla forte valenza del brand Eni, a un approccio commerciale integrato grazie alla presenza simultanea in più mercati e l'utilizzo della piattaforma commerciale pan-europea nonché ad una innovativa struttura dell'offerta volta a soddisfare le esigenze dei singoli clienti attraverso formule di prezzo complesse che consentono un elevato grado di flessibilità dei volumi approvvigionati e differenti modalità di determinazione del prezzo stesso.

Le vendite di gas naturale del 2012 sono state di 95,32 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) evidenziando un lieve calo (-1,44 miliardi di metri cubi rispetto al 2011, pari all'1,5%). Le vendite nei mercati europei di 48,29 miliardi

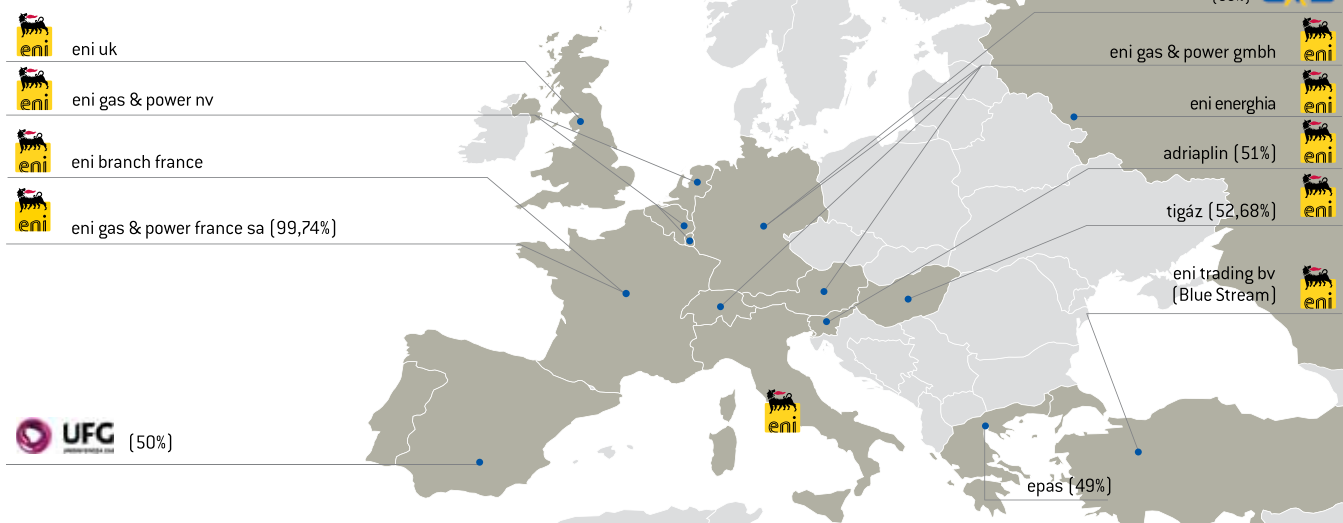
di metri cubi hanno subito un lieve calo rispetto al 2011 (-2,9%). La riduzione delle vendite è stata registrata principalmente in Benelux [-3,53 miliardi di metri cubi] per la crescente pressione competitiva e Penisola Iberica [-1,19 miliardi di metri cubi] per effetto dell'esclusione delle vendite Galp che, a seguito del termine del patto di sindacato, cessa di essere collegata di Eni. Tale calo è stato solo parzialmente compensato dalla crescita registrata in Francia (+1,35 miliardi di metri cubi) e Germania/Austria (+1,31 miliardi di metri cubi) per effetto delle azioni commerciali intraprese.

In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,55 miliardi di metri cubi) per effetto dei maggiori volumi di GNL commercializzati nel Far East, in particolare in Giappone. Le vendite dirette del settore Exploration & Production in Nord Europa e Stati Uniti (2,73 miliardi di metri cubi) sono in flessione di 0,13 miliardi di metri cubi per effetto dei minori volumi commercializzati nel Mare del Nord.

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)	2008	2009	2010	2011	2012
ITALIA		52,87	40,04	34,29	34,68	34,78
Grossisti		7,52	5,92	4,84	5,16	4,65
Gas release		3,28	1,30	0,68		
PSV e borsa		1,89	2,37	4,65	5,24	7,52
Industriali		9,59	7,58	6,41	7,21	6,93
PMI e terziario		1,05	1,08	1,09	0,88	0,81
Termoelettrici		17,69	9,68	4,04	4,31	2,55
Residenziali		6,22	6,30	6,39	5,67	5,89
Autoconsumi		5,63	5,81	6,19	6,21	6,43
VENDITE INTERNAZIONALI		51,36	63,68	62,77	62,08	60,54
Resto d'Europa		43,03	55,45	54,52	52,98	51,02
Importatori in Italia		11,25	10,48	8,44	3,24	2,73
Mercati europei		31,78	44,97	46,08	49,74	48,29
Penisola Iberica		7,44	6,81	7,11	7,48	6,29
Germania/Austria		5,29	5,36	5,67	6,47	7,78
Benelux		4,77	15,72	15,64	13,84	10,31
Ungheria		2,82	2,58	2,36	2,24	2,02
UK/Nord Europa		3,21	4,31	4,45	4,21	4,75
Turchia		4,93	4,79	3,95	6,86	7,22
Francia		2,66	4,91	6,09	7,01	8,36
Altro		0,66	0,49	0,81	1,63	1,56
Mercati extra europei		2,33	2,06	2,60	6,24	6,79
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		6,00	6,17	5,65	2,86	2,73
TOTALE VENDITE GAS MONDO		104,23	103,72	97,06	96,76	95,32

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

Presenza Eni in Europa



La percentuale indicata rappresenta la quota di possesso Eni al 31 dicembre 2012.

Benelux

Attraverso una presenza diretta e l'integrazione con la consociata Eni Gas & Power NV, Eni vanta una posizione chiave nei Paesi del Benelux (Belgio, Olanda, 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-connesione delle reti di transito del gas dell'Europa continentale. Nel 2012, le vendite Eni di gas naturale nel Benelux ai segmenti industriale, grossista e termoelettrico, ammontano a 10,31 miliardi di metri cubi, in calo di 3,53 miliardi di metri (pari al 25,5%) per effetto dell'intensificarsi della pressione competitiva, in particolare nel segmento grossista.

Nell'ottobre 2012 Eni ha lanciato il proprio marchio nel mercato business e retail del gas e dell'energia elettrica in Belgio. Il brand Eni ha sostituito quello degli operatori nazionali acquisiti nel corso degli ultimi anni con lo scopo di diventare uno dei maggiori operatori retail di Francia e Belgio e di consolidare la leadership sul mercato business belga.

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 2012, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 8,36 miliardi di metri cubi (7,01 nel 2011) con un aumento di 1,35 miliardi di metri cubi, pari al 19,3%, rispetto al 2011.

Nel 2012 Eni ha lanciato il proprio marchio nel mercato retail del gas in Francia con lo scopo di diventare uno dei maggiori operatori retail del paese.

Germania/Austria

Eni è presente nel mercato tedesco del gas naturale attraverso una struttura commerciale diretta che ha venduto nel 2012 circa 4,40 miliardi di metri cubi di gas in Germania e 0,94 miliardi in Austria e la collegata GVS (Gasversorgung Süddeutschland GmbH - Eni 50%), che nel corso del 2012 ha venduto circa 4,48 miliardi di metri cubi (2,24 miliardi in quota Eni). Complessivamente, nel 2012 Eni ha venduto 7,78 miliardi di metri cubi di gas nei mercati di Germania e Austria con un incremento di 1,31 miliardi di metri cubi, pari al 20,2% rispetto all'anno precedente.

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 Unión Fenosa Gas ("UFG" - Eni 50%), attiva nell'approvvigionamento e nella vendita di gas naturale ai clienti del settore industriale, grossisti e termoelettrico. Nel 2012 le vendite di gas di UFG in Europa sono state di 4,82 miliardi di metri cubi (2,41 miliardi in quota Eni). UFG partecipa con l'80% nell'impianto di liquefazione di Damietta sulla costa egiziana (vedi di seguito), nonché con il 7,36% a un impianto di liquefazione in Oman; partecipa inoltre agli impianti spagnoli di rigassificazione presso Sagunto (Valencia) ed El Ferrol (Galizia) con quote rispettivamente del 42,5% e del 18,9%. Nel 2012, le vendite in Spagna di Eni sono state complessivamente di 5,24 miliardi di metri cubi con un leggero decremento rispetto all'anno precedente. Le vendite totali nella regione sono state di 6,29 miliardi di metri cubi, con un calo di 1,19 miliardi di metri cubi (-15,9%).

Turchia

Eni commercializza gas naturale di provenienza russa trasportato attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2012, le vendite sono state di 7,22 miliardi di metri cubi di gas, un aumento di 0,36 miliardi di metri cubi, pari al 5,2% rispetto al 2011.

Regno Unito

Eni commercializza nel Regno Unito gas naturale attraverso ETS che, tra l'altro, vende il gas equity prodotto dai giacimenti Eni nel Mare del Nord ed opera nei principali hub del Nord Europa (NBP, Zeebrugge, TTF). Nel 2012, le vendite Eni sono state di 4,75 miliardi di metri cubi con un aumento del 12,8% rispetto all'anno precedente.

Progetto di stoccaggio di gas Deborah nell'area Hewett

Il Deborah Gas Storage Project (DGSP) riguarda lo sviluppo di un progetto di stoccaggio offshore di gas nel giacimento Deborah situato nel Blocco UKCS 48/30a nel Mare del Nord, connesso al Sistema di trasporto nazionale di Bacton (UK) attraverso il terminale esistente. Le attività di Front End Engineering (FFED) sono state completate nel biennio 2010-2011, negli ultimi due anni sono stati realizzati progressi nello sviluppo del progetto consentendo di ottenere le principali autoriz-

zazioni necessarie per l'esercizio delle attività di stoccaggio. Nel 2011 è stata approvata una modifica della compagine societaria attraverso la cessione di parte della partecipazione Eni nel progetto. Proseguono le trattative con potenziali acquirenti per l'allocazione di capacità di stoccaggio a lungo termine, dal cui esito dipenderà la FID di progetto.

1.2 GNL

Eni è presente con le sue attività 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. La presenza di Eni nel business del GNL è strumentale alla valorizzazione dell'ampia base di riserve in Africa e in altre zone del mondo. La recessione economica e le variazioni strutturali nel mercato statunitense, dove l'ampia disponibilità di gas da fonti non convenzionali ha ridotto in prospettiva la dipendenza degli USA dalle importazioni di gas liquefatto, hanno avuto importanti ripercussioni sulle prospettive del business in tale mercato. In espansione invece l'attività nei mercati a premio del Far East.

I principali asset Eni nel GNL sono:

Qatar

Tramite la controllata Eni Gas & Power NV, Eni ha ampliato le possibilità di sviluppo del business del GNL grazie all'accesso a nuove fonti di approvvigionamento in particolare dal Qatar sulla base del contratto di lungo termine (20 anni) con RasGas (70% Qatar Petroleum, 30% ExxonMobil) e al terminale GNL di Zeebrugge sulla costa belga.

Egitto

Eni, attraverso Unión Fenosa Gas partecipa con il 40% nell'impianto di liquefazione di Damietta che produce circa 5 milioni di tonnellate/anno di GNL equivalenti a circa 7,56 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Il settore Gas & Power ha diritto a una quota di 2,2 miliardi di metri cubi di gas naturale destinato alla commercializzazione sul mercato europeo.

Spagna

Attraverso Unión Fenosa Gas, Eni partecipa con il 21,25% nell'impianto di rigassificazione di Sagunto (Valencia) della capacità di circa 8,8 miliardi di metri cubi/anno con una capacità di stoccaggio di 450.000 metri cubi che sarà portata a 600.000 metri cubi con la costruzione del quarto serbatoio. La capacità di rigassificazione riservata a Eni è pari a 1,9 miliardi di metri cubi/anno.

Sempre attraverso Unión Fenosa Gas, Eni partecipa con il 9,45% nell'impianto di rigassificazione di El Ferrol (Galizia) con una capacità di rigassificazione di circa 3,6 miliardi di metri cubi/anno. La capacità riservata in quota Eni è pari a 0,34 miliardi di metri cubi/anno. L'impianto ha una capacità di stoccaggio pari a 300.000 metri cubi in due serbatoi.

USA

Eni ha acquisito i diritti relativi a capacità di rigassificazione presso il terminale di Cameron in Louisiana (USA), entrato in esercizio nel terzo trimestre del 2009. In considerazione delle mutate condizioni di

mercato, il 1° marzo 2010 Eni ha ridefinito con la società americana Cameron LNG alcuni aspetti dell'accordo originario. Il contratto prevede che Eni abbia a disposizione un send-out giornaliero di 572.000 milioni di btu/g (circa 5,7 miliardi di metri cubi/anno) e uno stoccaggio dedicato pari a circa 160.000 metri cubi di GNL, elementi questi che consentiranno a Eni di disporre di una maggiore flessibilità nello sfruttare la stagionalità della domanda. Il progetto Brass di sviluppo delle riserve di gas Eni in Africa Occidentale destinate al terminale di Cameron è stato riprogrammato con start-up atteso nel 2017.

Pascagoula

Nell'ambito del progetto upstream per la realizzazione in Angola di un impianto di liquefazione da 5,2 milioni di tonnellate di GNL (equivalenti a circa 7,3 miliardi di metri cubi/anno) destinato al mercato nord americano, Eni ha sottoscritto con la società Gulf LNG un contratto della durata di vent'anni per l'acquisto di una quota pari a circa 5,8 miliardi di metri cubi/anno della capacità di rigassificazione del terminale di Pascagoula in Mississippi che ha avviato le attività nel quarto trimestre 2012.

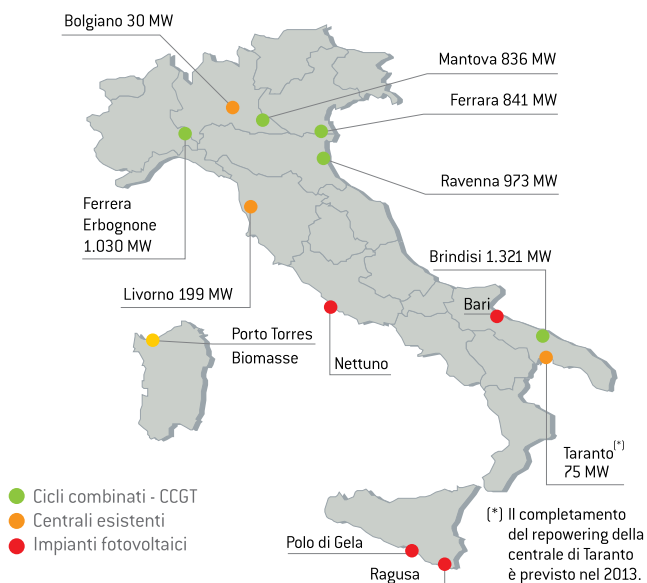
Allo stesso tempo, Eni Usa Gas Marketing LLC ha sottoscritto un contratto ventennale di acquisto di circa 0,9 miliardi di metri cubi/anno di gas rigassificato a valle del terminale da Angola Supply Services, società controllata dagli stessi azionisti di Angola LNG. A causa delle negative prospettive commerciali del mercato statunitense, Eni, attraverso la propria società controllata, e gli altri azionisti di LNG hanno predisposto un nuovo piano di sviluppo del contratto in essere che minimizza le forniture al mercato USA per indirizzarle verso mercati più remunerativi.

1.3 Generazione elettrica

Il business della generazione di energia elettrica è condotto da Eni presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi, Ferrara, Bolgiano e presso alcuni parchi fotovoltaici. Nel 2012, la produzione di energia elettrica è stata di 25,67 terawattora con un incremento di 0,44 terawattora rispetto al 2011, pari all'1,7%, per effetto essenzialmente delle maggiori produzioni presso la centrale di Ferrara in parte compensate dalle flessioni registrate presso i siti di Ferrera Erbognone e Ravenna.

Nel 2012 le vendite di energia elettrica (42,58 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (75%), borsa elettrica (14%), siti industriali (8%) e altro (3%). L'aumento del 5,7% rispetto al 2011 è dovuto essenzialmente all'incremento del portafoglio clienti retail per effetto delle efficaci politiche di marketing intraprese pur in un contesto di debole andamento della richiesta elettrica nazionale. Al 31 dicembre 2012, la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (5,3 gigawatt al 31 dicembre 2011). Nel 2012 al completamento delle disponibilità di energia elettrica ha contribuito la maggiore attività di commercializzazione (+1,86 terawattora, pari al 12,4%) per effetto dei maggiori acquisti sul mercato a condizioni favorevoli. Il programma di sviluppo ha riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato e il revamping della centrale di Bolgiano.

Centrali e Stabilimenti EniPower in Italia



Capacità installata (in esercizio) al 31 dicembre 2012: 5,3 GW

Capacità installata a regime (2016): 5,4 GW

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 26,5 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.

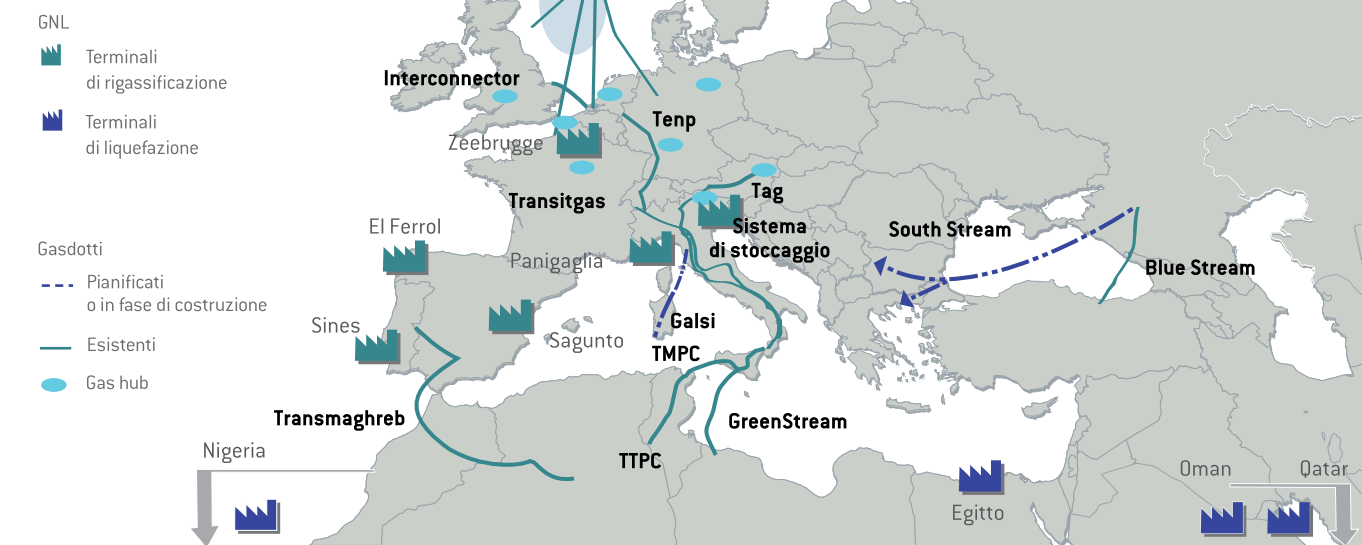
2. Trasporto internazionale

Eni ha accesso a un'ampia e integrata rete di infrastrutture in Europa per il trasporto del gas naturale che collega i bacini chiave di consumo con le principali aree di produzione (Russia, Algeria, Libia e Mare del Nord).

Eni dispone dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nord africani funzionale all'importazione in Italia del gas proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, inclusi Paesi Bassi e Norvegia, e Libia. Inoltre Eni partecipa in alcune 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 33,2 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. Nel 2009, è andato a regime il potenziamento della capacità di trasporto del gasdotto per complessivi 6,5 miliardi di metri cubi/anno incrementali;
- il **gasdotto TMPC** per l'importazione di gas algerino dello sviluppo complessivo di 775 chilometri (cinque linee lunghe ciascuna 155 chilometri) e della capacità di trasporto di 33,5 miliardi di metri cubi/anno. Realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia da Cap Bon a Mazara del Vallo, punto di ingresso in Italia;
- il **gasdotto GreenStream** per l'importazione del gas libico prodotto dai giacimenti di Wafa e Bahr Essalam operati da Eni. Il gasdotto, 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 incrementabile fino a 11 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.

Principali infrastrutture di trasporto del gas naturale in Europa



Approvvigionamento di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2008	2009	2010	2011	2012
Italia		8,00	6,86	7,29	7,22	7,55
Estero						
Russia		22,91	22,02	14,29	21,00	19,83
Algeria (incluso il GNL)		19,22	13,82	16,23	13,94	14,45
Libia		9,87	9,14	9,36	2,32	6,55
Paesi Bassi		9,83	11,73	10,16	11,02	11,97
Norvegia		6,97	12,65	11,48	12,30	12,13
Regno Unito		3,12	3,06	4,14	3,57	3,20
Ungheria		2,84	0,63	0,66	0,61	0,61
Qatar (GNL)		0,71	2,91	2,90	2,90	2,88
Altri acquisti di gas naturale		4,07	4,49	4,42	6,16	5,43
Altri acquisti di GNL		2,11	1,34	1,56	2,34	2,14
		81,65	81,79	75,20	76,16	79,19
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		89,65	88,65	82,49	83,38	86,74
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		(0,08)	1,25	(0,20)	1,79	(1,35)
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni		(0,25)	(0,30)	(0,11)	(0,21)	(0,28)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		89,32	89,60	82,18	84,96	85,11
Disponibilità per la vendita delle società collegate		8,91	7,95	9,23	8,94	7,48
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		6,00	6,17	5,65	2,86	2,73
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		104,23	103,72	97,06	96,76	95,32

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2008	2009	2010	2011	2012
Vendite delle società consolidate		89,32	89,60	82,00	84,37	84,67
Italia (inclusi autoconsumi)		52,82	40,04	34,23	34,60	34,66
Resto d'Europa		35,61	48,65	46,74	45,16	44,94
Extra Europa		0,89	0,91	1,03	4,61	5,07
Vendite delle società collegate (quota Eni)		8,91	7,95	9,41	9,53	7,92
Italia		0,05		0,06	0,08	0,12
Resto d'Europa		7,42	6,80	7,78	7,82	6,08
Extra Europa		1,44	1,15	1,57	1,63	1,72
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		6,00	6,17	5,65	2,86	2,73
Totale vendite mondo		104,23	103,72	97,06	96,76	95,32

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2008	2009	2010	2011	2012
Vendite G&P		8,4	9,8	11,2	11,8	10,5
Italia		0,3	0,1	0,2		
Resto d'Europa		7,0	8,9	9,8	9,8	7,6
Extra Europa		1,1	0,8	1,2	2,0	2,9
Vendite E&P		3,6	3,1	3,8	3,9	4,1
<i>Terminali:</i>						
Bontang (Indonesia)		0,7	0,8	0,7	0,6	0,6
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,5	0,5	0,6	0,4	0,5
Bonny (Nigeria)		2,0	1,4	2,2	2,5	2,7
Darwin (Australia)		0,4	0,4	0,3	0,4	0,3
Totale vendite di GNL		12,0	12,9	15,0	15,7	14,6

Vendite di energia elettrica	(terawattora)	2008	2009	2010	2011	2012
Mercato libero ^(a)		23,37	25,07	27,84	27,25	31,84
Borsa elettrica		3,82	4,70	7,13	8,67	6,1
Siti		2,71	2,92	3,21	3,23	3,30
Altro ^{(a) (b)}		0,03	1,27	1,36	1,13	1,34
Vendite di energia elettrica		29,93	33,96	39,54	40,28	42,58
Produzione di energia elettrica		23,33	24,09	25,63	25,23	25,67
Acquisti di energia elettrica ^(b)		6,60	9,87	13,91	15,05	16,91

(a) Le perdite di rete sono state riclassificate da altro e Mercato Libero.

(b) Includono gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi.

Centrali elettriche EniPower	Capacità installata ^(a) al 31/12/2012	Capacità installata a regime [2016] ^(b)	Entrata in esercizio effettiva/programmata	Tecnologia	Alimentazione
Centrali elettriche	(MW)	(GW)			
Brindisi	1.321	1,3	2006	CCGT	Gas
Ferrera Erbognone	1.030	1,0	2004	CCGT	Gas/syngas
Livorno	199	0,2	2000	Centrale elettrica	Gas/olio combustibile
Mantova	836	0,9	2005	CCGT	Gas
Ravenna	972	1,0	2004	CCGT	Gas
Taranto	75	0,1	2000	Centrale elettrica	Gas/olio combustibile
Ferrara	841	0,8	2008	CCGT	Gas
Bolgiano	30	0,1	2012	Centrale elettrica	Gas
Parchi fotovoltaici	4		2011-2015	Fotovoltaico	Fotovoltaico
	5.308	5,4			

(a) Capacità disponibile a conclusione delle attività di smantellamento degli impianti obsoleti.

(b) Capacità installata e in esercizio.

Generazione elettrica		2008	2009	2010	2011	2012
Acquisti						
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.530	4.790	5.154	5.008	5.206
Altri combustibili	(migliaia di tep)	560	569	547	528	462
- di cui vapore cracking		131	82	103	99	98
Produzioni						
Produzione di energia elettrica	(TWh)	23,33	24,09	25,63	25,23	25,67
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.584	10.048	10.983	14.401	12.603
Capacità installata (in esercizio)	(GW)	4,9	5,3	5,3	5,3	5,3

Infrastrutture di trasporto							
Tratta	Linee	Lunghezza complessiva	Diametro	Capacità di trasporto ^(a)	Capacità di transito ^(b)	Stazioni di compressione	
	(n.)	(km)	(pollici)	(mld mc/a)	(mld mc/a)	(n.)	
TTPC (Oued Saf Saf-Cap Bon)	2 linee da 370 km	740	48	34,0	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)	2008	2009	2010	2011	2012
Italia		123	85	155	132	174
Estero		308	122	110	60	51
		431	207	265	192	225
Mercato		198	175	248	184	212
Mercato		91	102	133	97	81
<i>Italia</i>		16	12	40	45	43
<i>Estero</i>		75	90	93	52	38
Generazione elettrica		107	73	115	87	131
Trasporto internazionale		233	32	17	8	13
		431	207	265	192	225

Refining & Marketing

Principali indicatori di performance

		2008	2009	2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,88	3,18	1,77	1,96	1,08
Indice di frequenza infortuni contrattisti		3,45	4,35	3,59	3,21	2,32
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	45.017	31.769	43.190	51.219	62.656
Utile operativo		(988)	(102)	149	(273)	(1.303)
Utile operativo adjusted		580	(357)	(181)	(539)	(328)
Utile netto adjusted		521	(197)	(56)	(264)	(179)
Investimenti tecnici		965	635	711	866	842
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	35,84	34,55	34,80	31,96	30,01
Grado di conversione del sistema	(%)	58	60	61	61	61
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	737	747	757	767	767
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	12,03	12,02	11,73	11,37	10,87
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	5.956	5.986	6.167	6.287	6.384
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.502	2.477	2.353	2.206	2.064
Grado di efficienza della rete	(%)	1,56	1,61	1,53	1,50	1,48
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	8.327	8.166	8.022	7.591	7.125
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	7,74	7,29	7,76	7,23	6,03
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	23,18	21,98	28,05	23,07	16,99
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate NO ₂ eq)	7,38	7,35	7,96	6,74	5,87
Prelievi idrici (raffinerie)/lavorazioni di greggio e semilavorati	(metri cubi/tonnellate)	36,29	35,99	28,36	30,98	25,33
Carburanti immessi sul mercato contenenti biocarburanti	(milioni di tonnellate)	9,90	18,15	17,79	13,26	14,83
Indice di soddisfazione clienti	(scala likert)	8,14	7,93	7,84	7,74	7,90

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

Gli indici infortunistici del 2012 sono in diminuzione rispetto all'anno precedente (rispettivamente -45% l'indice di frequenza dei dipendenti e -27,7% quello dei contrattisti).

Proseguono i trend in riduzione di emissioni di gas serra, NO_x e SO_x per effetto dei benefici delle iniziative di energy saving nonché del maggior utilizzo di gas in sostituzione dell'olio combustibile.

In un contesto economico caratterizzato dal forte calo della domanda di carburanti in Italia e dal perdurare di deboli condizioni dello scenario di raffinazione, nel 2012 il settore ha ridotto di €85 milioni la perdita netta adjusted (-€179 milioni) a seguito delle migliori performance operative e delle azioni di efficienza poste in essere. I risultati del marketing hanno sofferto del calo della domanda di prodotti, elevata pressione competitiva e aumento dei costi commerciali dovuto all'iniziativa promozionale estiva "riparti con eni".

Nel 2012 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 30,01 milioni di tonnellate, in diminuzione del 6,1% rispetto al 2011. In Italia la flessione del 7,8% dei volumi processati riflette la decisione di anticipare delle fermate programmate nelle raffinerie di Taranto e Gela al fine di attenuare l'impatto negativo dello scenario. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono cresciute del 3,2% in particolare in Repubblica Ceca.

Le vendite rete in Italia di 7,83 milioni di tonnellate sono diminuite del 6,3% nel 2012, per effetto della contrazione dei consumi nazionali (-8,3% rispetto al 2011) in un quadro congiunturale recessivo caratterizzato da crescente pressione competitiva. La quota di mercato media del 2012 è del 31,2%, in aumento di 0,7 punti percentuali rispetto al 2011 beneficiando dell'iniziativa estiva "riparti con eni".

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 3,04 milioni di tonnellate sono in lieve aumento rispetto al 2011 (+1%). I maggiori volumi venduti in Austria e Svizzera per effetto delle efficaci politiche commerciali intra-

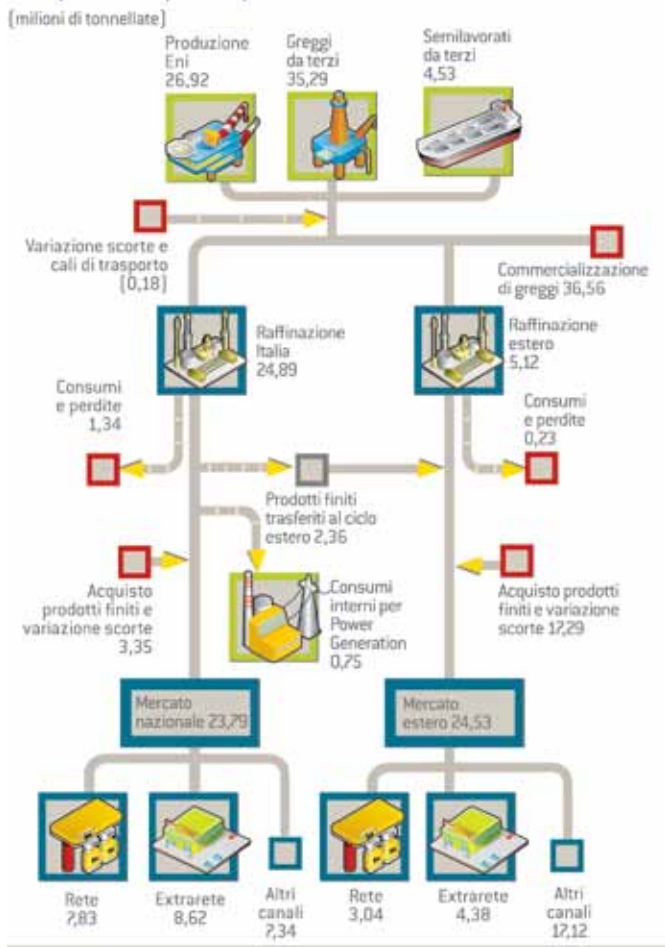
prese sono stati quasi interamente compensati dai minori volumi commercializzati nell'Est Europeo a causa della contrazione della domanda.

Gli investimenti tecnici di €842 milioni hanno riguardato l'attività di raffinazione, supply e logistica (€583 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la raffineria

di Sannazzaro, nonché nel marketing, la ristrutturazione e il rebranding della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€223 milioni).

Nel 2012 la spesa complessiva in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa €34 milioni, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno sono state depositate 7 domande di brevetto.

Ciclo produzione prodotti petroliferi 2012



Attività

1. Raffinazione

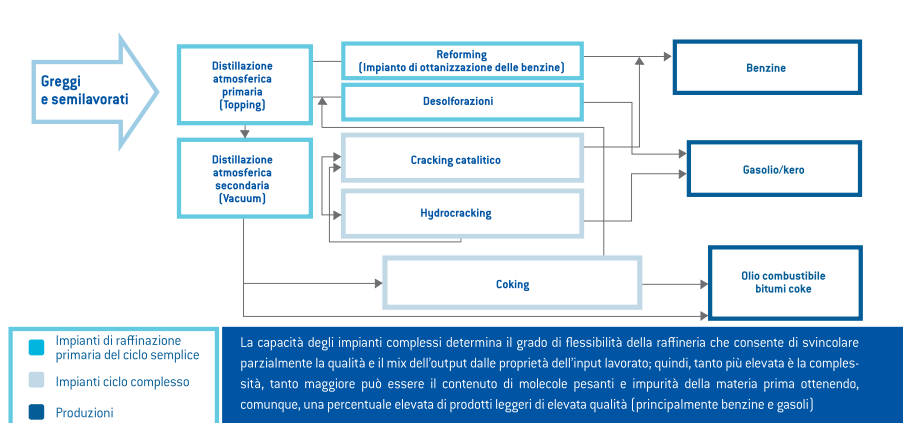
Attraverso la Divisione Refining & Marketing, Eni è il primo operatore nel settore della raffinazione con cinque raffinerie di proprietà (Sannazzaro, Livorno, Porto Marghera, Taranto e Gela) e della distribuzione di prodotti petroliferi in Italia. È presente in alcuni poli di raffinazione in Europa attraverso quote di partecipazione e nei mercati rete ed extrarete dei Paesi dell'Europa centro-orientale. Il sistema di raffinazione Eni ha una capacità bilanciata di circa 38,3 milioni di tonnellate (767 mila barili/giorno) e un indice di conversione del 61%.

Nel 2012 le lavorazioni in conto proprio sono state di 30,01 milioni di tonnellate, di cui 24,89 milioni di tonnellate in Italia e 5,12 all'estero. Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 20,84 milioni di tonnellate, in diminuzione di 1,91 milioni di tonnellate (-8,4%) rispetto al 2011, determinando un tasso di utilizzo del 73%, in diminuzione di sei punti percentuali rispetto al 2011 coerentemente con l'andamento negativo dello scenario. Il 22,8% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di 0,5 punti percentuali rispetto al 2011 (22,3%).

Italia

Il sistema di raffinazione Eni in Italia è costituito da cinque raffinerie di proprietà 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.

Schema del ciclo di raffinazione



Sistema di raffinazione 2012

	Quota di partecipazione	Capacità di distillazione (al 100%)	Capacità di distillazione (quota Eni)	Capacità di raffinazione bilanciata (quota Eni)	Conversione equivalente	Cracking catalitico a letto fluido - FCC	Residue Conversion	Go-Finer	Mild Hydro-cracking/ Hydro-cracking	Visbreaking/ Thermal Cracking	Coking	Tasso di utilizzo della capacità di distillazione (quota Eni)	Tasso di utilizzo della capacità bilanciata (quota Eni)
	(%)	(mgl bbl/g)	(mgl bbl/g)	(mgl bbl/g)	(%)	(mgl bbl/g)	(mgl bbl/g)	(mgl bbl/g)	(mgl bbl/g)	(mgl bbl/g)	(mgl bbl/g)	(%)	(%)
Raffinerie di proprietà		685	685	574	64	69	42	37	29	89	46	61	73
Italia													
Sannazzaro	100	223	223	190	59	34	12		29	29		75	88
Gela	100	129	129	100	142	35		37			46	33	42
Taranto	100	120	120	120	72		30			38		66	66
Livorno	100	106	106	84	11							76	96
Porto Marghera	100	107	107	80	20					22		44	59
Raffinerie partecipate ^(a)		874	245	193	51	167	25		99	27		79	100
Italia													
Milazzo	50	248	124	80	76	45	25		32			73	113
Germania													
Vohburg/Neustadt (Bayernoil)	20	215	43	41	36	49			43			92	96
Schwedt	8,33	231	19	19	42	49				27		101	104
Repubblica Ceca													
Kralupy e Litvinov (Ceská Rafinerska)	32,4	180	58	53	30	24			24			75	83
TOTALE RAFFINERIE		1.559	930	767	61	236	67	37	128	116	46	72	80

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

Sannazzaro: con una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 190 mila barili/giorno e un indice di conversione del 59% è una delle raffinerie più efficienti d'Europa. Situata nella Pianura Padana, rifornisce principalmente i mercati dell'Italia Nord Occidentale e della Svizzera e la sua elevata flessibilità consente di lavorare un'ampia varietà di greggi. Dal punto di vista logistico, la raffineria si colloca lungo il tracciato dell'Oleodotto dell'Europa Centrale che collega il terminale di Genova con la Svizzera francese. La raffineria dispone di due impianti di distillazione primaria e di relative facility, in particolare tre unità di desolfurazione. La conversione si attua attraverso l'unità di cracking catalitico a letto fluido (FCC), due unità di conversione distillati medi hydrocracking (HDC) l'ultimo dei quali entrato in esercizio nel 2009, 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 all'alimentazione della vicina centrale termoelettrica EniPower di Ferrera Erbognone. Il progetto di potenziamento più rilevante in corso è relativo alla realizzazione di un impianto di conversione basato sulla tecnologia proprietaria EST (Eni Slurry Technology) della capacità di 23 mila barili/giorno con avvio atteso nel 2013 per la produzione, a partire da greggi pesanti e ad alto contenuto di zolfo, di distillati medi pregiati (in particolare gasolio) con azzeramento della resa in olio combustibile. Inoltre, presso la raffineria è in corso il progetto Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation finalizzato alla produzione di idrogeno. È inoltre in via di sviluppo la tecnologia di conversione Slurry Dual-Catalyst (evoluzione della tecnologia EST) che, attraverso la combinazione di due distinti nano-catalizzatori, potrebbe consentire l'incremento della produttività della tecnologia EST, il miglioramento della qualità dei prodotti e una riduzione dei costi di investimento e dei costi operativi. Presso la raffineria di Sannazzaro è in fase di completamento anche la progettazione di dettaglio del primo impianto industriale per la produzione di idrogeno attraverso la tecnologia proprietaria Hydrogen SCT-CPO (Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation). Tale tecnologia di reforming trasforma, a costi competitivi, idrocarburi gassosi e liquidi (anche derivati da biomasse) in gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno).

Taranto: con una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 120 mila barili/giorno e un indice di conversione del 72% è in grado di lavorare un'ampia varietà di greggi e di semilavorati. Lavora la maggior parte del greggio prodotto da Eni nei giacimenti della Val d'Agri, trasportato a Taranto attraverso l'oleodotto Monte Alpi (nel 2012 ne sono state lavorate 2,26 milioni di tonnellate). La possibilità di effettuare lavorazioni complesse è garantita dalla presenza di un'unità di conversione spinta (RHU) - processo di Hydrocracking e da un'unità di conversione termica a due stadi (visbreaking/thermal cracking).

Gela: con una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 100 mila barili/giorno e un indice di conversione del 142% costituisce un polo integrato a monte con la produzione di greggi pesanti dei giacimenti siciliani e a valle con gli adiacenti impianti petrolchimici Eni. Situata sulla costa meridionale della Sicilia, produce prevalentemente combustibili per autotrazione e cariche petrolchimiche. L'elevato livello di conversione è assicurato dall'unità di cracking catalitico integrata a monte con un go-finer, che ne migliora la qualità della carica, e da due unità di coking per la conversione di residuo pesante (atmosferico, da vuoto o da altre unità di conversione) in prodotti pregiati. La centrale termoelettrica della raffineria è dotata di moderni impianti di trattamento dei fumi (il cosiddetto "SNO_x") che consentono il rispetto dei più elevati standard ambientali grazie alla pressoché totale eliminazione dei composti di zolfo e di azoto provenienti dai processi di combustione del coke. Eni sta inoltre procedendo alla realizzazione di progetti di ammodernamento e miglioramento dell'affidabilità degli impianti di centrale di sito principalmente attraverso un upgrade delle caldaie esistenti con l'obiettivo di aumentare la redditività sfruttando le sinergie derivanti dall'integrazione raffinazione - generazione elettrica.

Livorno: con una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 84 mila barili/giorno e un indice di conversione dell'11% produce prevalentemente benzine, gasoli, olio combustibile per bunkeraggi e basi lubrificanti. Dispone, oltre che degli impianti di distillazione primaria, di due linee di produzione di lubrificanti. Il collegamento con le strutture portuali di Livorno è garantito dalla presenza di autostrade, ferrovie

e un oleodotto mentre i depositi di Firenze sono connessi attraverso due oleodotti consentendo così di ottimizzare le attività di ricezione, movimentazione e distribuzione dei prodotti.

Porto Marghera: con una capacità di raffinazione primaria bilanciata di 80 mila barili/giorno e un indice di conversione del 20% rifornisce principalmente i mercati dell'Italia Nord Orientale e dell'Austria. Dispone, oltre che degli impianti di distillazione primaria, di un impianto di conversione termica a due stadi (visbreaking/thermal cracking) per l'aumento delle rese di prodotti pregiati. Eni convertirà l'impianto in una "bio-raffineria" sulla base della tecnologia proprietaria per la produzione di biodiesel (Ecofining). L'avvio delle attività di conversione è atteso per il secondo trimestre 2013, mentre la produzione di bio-carburanti è prevista in avvio all'inizio del 2014 con il completamento della struttura logistica associata.

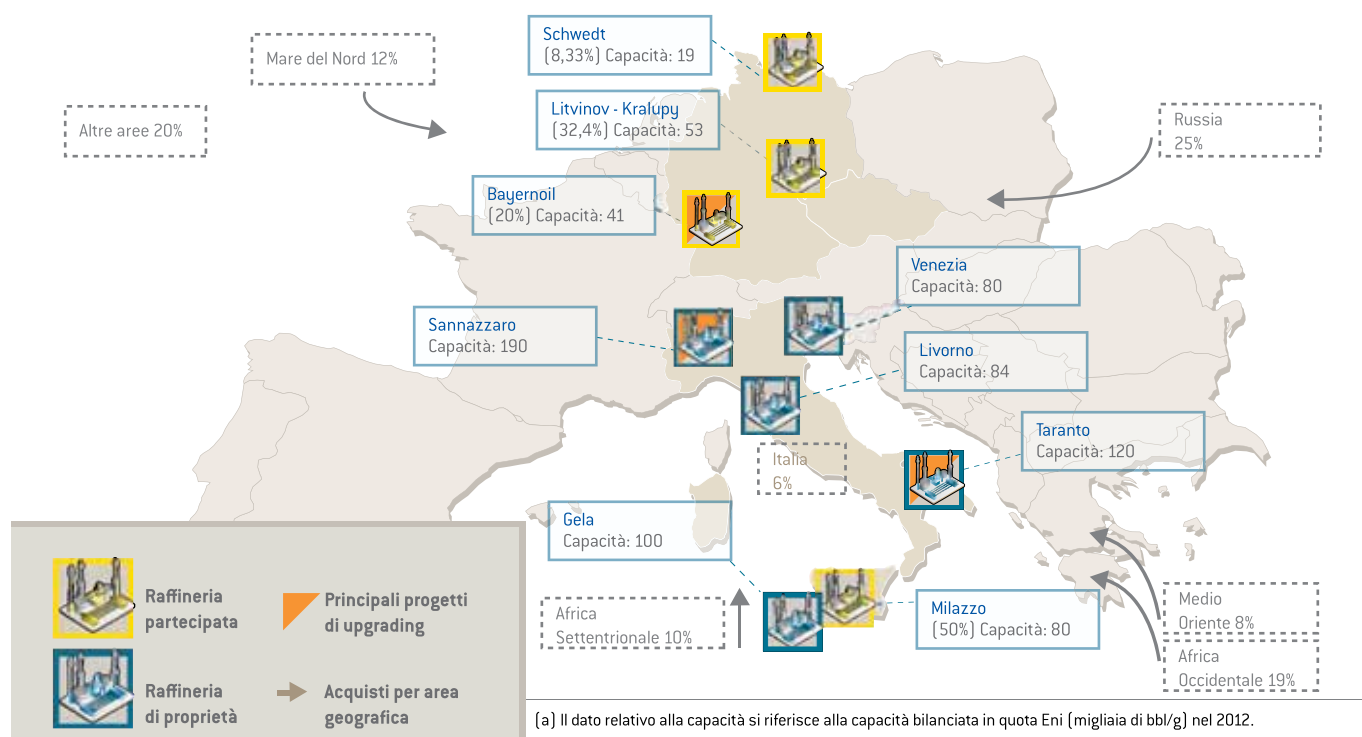
Milazzo: partecipata in forma paritaria da Eni e Kuwait Petroleum Italia,

con una capacità di raffinazione primaria bilanciata in quota Eni di 80 mila barili/giorno e un indice di conversione del 76%, 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 (HDCK) 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. Eni partecipa con il 32,4% nella società Ceska Rafinerska che possiede e gestisce le due raffinerie di Kralupy e Litvinov in Repubblica Ceca; la capacità di raffinazione bilanciata in quota Eni è di circa 53 mila barili/giorno.

Il sistema di raffinazione ^(a) Eni e i principali flussi di approvvigionamento



2. 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 20 depositi di proprietà a gestione diretta distribuiti sul territorio nazionale e destinati alla commercializzazione e stoccaggio di prodotti finiti, GPL e greggi. La logistica Eni è organizzata sulla base di una struttura a "hub", con cinque 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 5 società costituite con i più importanti operatori petroliferi nazionali nelle aree di Vado Ligure Genova (Petrolig), Arquata Scrivia (Sigemi), Venezia (Petroven), Ravenna (Petra) e Trieste (DCT), con l'obiettivo di ridurre i costi e migliorare l'efficienza gestionale. Eni, inoltre, opera nel settore del

trasporto di petrolio e di prodotti petroliferi: (i) via mare mediante l'utilizzo di navi cisterna con contratti di noleggio spot e long-term; (ii) via terra attraverso una rete di oleodotti della quale 1.447 chilometri di proprietà. La distribuzione secondaria dei prodotti per il mercato rete ed extrarete è affidata a società terze, proprietarie anche dei mezzi.

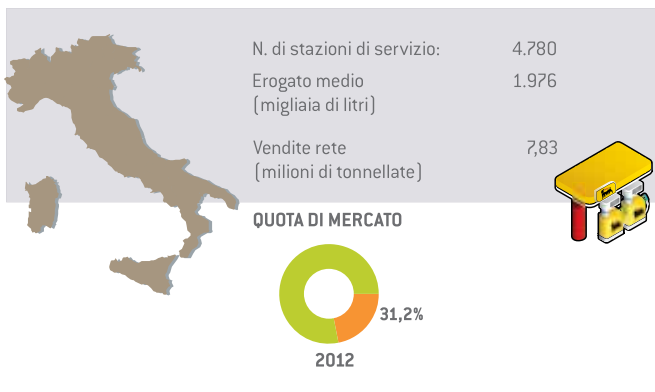
3. Marketing

■ Rete Italia

In Italia, Eni è leader nella distribuzione rete di prodotti petroliferi con una quota di mercato del 31,2%, in aumento di 0,7 punti percentuali rispetto al 2011 beneficiando dell'iniziativa estiva "riparti con eni". Nel 2012, le vendite sulla rete in Italia (7,83 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2011 (circa 530 mila tonnellate, -6,3%) per effetto della contrazione dei consumi di gasolio e benzina, in particolare nel

segmento autostradale penalizzato dalla riduzione congiunturale del trasporto merci. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.976 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 197 mila litri rispetto al 2011. Al 31 dicembre 2012 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.780 stazioni di servizio con un incremento di 79 unità rispetto al 31 dicembre 2011 (4.701 stazioni di servizio) per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (92 unità) e dell'apertura di nuove stazioni di servizio (10 unità), parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (23 unità).

Rete Italia - il posizionamento competitivo di Eni nel 2012



Carburanti premium

Nel 2012 le vendite nel segmento premium (carburanti della linea "eni blu+" caratterizzati da migliori prestazioni e ridotto impatto ambientale), hanno risentito della contrazione dei consumi nazionali in maniera più marcata rispetto ai prodotti standard. Le vendite di eni bludiesel+ sono state di circa 292 mila tonnellate (circa 350 milioni di litri) in diminuzione di 201 mila tonnellate rispetto allo scorso anno e hanno rappresentato il 6% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2012 le stazioni di servizio che hanno commercializzato eni bludiesel+ sono state 4.123 (4.130 a fine 2011) pari a circa l'86% del totale. Le vendite di eni blusuper+ sono state di circa 35 mila tonnellate (circa 47 milioni di litri), in diminuzione di 27 mila tonnellate rispetto al 2011; l'incidenza (pari all'1,5%) sui volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete si riduce dello 0,9%. Al 31 dicembre 2012 le stazioni di servizio che hanno commercializzato eni blusuper+ sono state 2.505 (2.703 a fine 2011), pari a circa il 52% del totale.

Nel corso del 2012 Eni ha messo a punto innovativi bio-carburanti e nuovi pacchetti di additivi con detergenti proprietari che conferiscono a benzina e gasolio migliori prestazioni di detergenza "keep clean". È stata inoltre implementata l'attività relativa ai carburanti speciali e da competizione (Aprilia racing, Ducati, Moto 2, Moto 3, Superbike).

Iniziative promozionali

Nell'ambito delle iniziative volte a favorire i consumi in un contesto economico sfavorevole e a creare una sempre più solida customer relationship Eni ha avviato le seguenti iniziative:

"riparti con eni"

Nell'estate 2012, per dodici weekend, è stata attuata nelle eni station l'iniziativa "riparti con eni" che ha offerto la possibilità ai clienti italiani disposti a fare rifornimento in modalità iperself, di acquistare benzina e gasolio ad un prezzo eccezionalmente ridotto e uguale in tutta Italia. In uno scenario di debole domanda e di incremento dell'elasticità al prezzo,

l'iniziativa ha garantito l'erogazione di più di un milione di litri di carburante fornendo un consistente contributo in termini di quota di mercato mensile (congiuntamente con l'iniziativa "iperself h24" con oltre 3.380 stazioni di servizio aderenti): +5,4% a giugno, +8,3% a luglio, +8,2% ad agosto e +4,7% a settembre.

Co-marketing

Nei primi mesi del 2013 Eni ha siglato una serie di accordi con partner del settore della grande distribuzione e delle telecomunicazioni volti ad offrire un vantaggio economico immediato ai clienti iscritti al proprio programma fedeltà. L'obiettivo della partnership è dare più valore agli acquisti delle famiglie italiane sui beni di largo consumo.

Nuove carte fedeltà e di pagamento

Nel novembre 2012 Eni ha lanciato la campagna per la diffusione di una nuova linea di carte fedeltà che integrano la funzione di raccolta punti a seguito dell'acquisto di carburanti e prodotti presso le stazioni di servizio o partner commerciali di Eni e quella di carta ricaricabile o di carta di credito. Attraverso le nuove fidelity card, che affiancano quelle emesse in precedenza nell'ambito del programma you&eni, i consumatori avranno la possibilità di accumulare un maggior numero di punti sia presso le stazioni di servizio a marchio Agip ed Eni che presso i circa 30 milioni di esercizi convenzionati.

L'offerta si articola in 4 tipologie di carte:

- prepagata base con un plafond annuo di spesa pari a €2.500;
- prepagata contrattualizzata con un plafond annuo di spesa pari a €12.500;
- carta di credito;
- young dedicata ai clienti con età compresa tra i 14 e 23 anni e mezzo.

Multicard Routex

La carta di credito petrolifera Routex è un'iniziativa indirizzata alla clientela business (professionisti del trasporto e gestori di flotte di auto). I servizi offerti riguardano il pagamento dilazionato, sconti rispetto al prezzo alla pompa, fatturazione centralizzata, report su consumi e percorrenze, possibilità di pagamento del pedaggio autostradale. Tale iniziativa punta alla fidelizzazione dei clienti che viaggiano in Europa e che possono impiegare la Multicard in Italia come mezzo di pagamento in tutti i punti vendita Eni/Agip oppure, nella versione internazionale, in Europa sulla rete Eni e presso le stazioni degli altri operatori facenti parte del circuito Routex (Aral, BP, OMV e Statoil).

Non-oil

Prosegue l'impegno di Eni per l'arricchimento dell'offerta di prodotti e servizi non-oil sulle stazioni della rete Italia attraverso lo sviluppo di una catena di locali in franchising e in particolare di:

- "enicafé", format presente su 610 locali a seguito della riqualificazione dei bar sui punti vendita Eni presso i quali vengono offerti prodotti alimentari e servizi aggiuntivi (wi-fi, pagamento utenze, ecc.);
- "enishop24", distributori automatici presenti presso circa 550 stazioni di servizio per l'erogazione di prodotti "food&beverage" e "personal care";
- "eni wash", aree per la pulizia dell'auto prevalentemente automatizzate presenti presso circa 180 stazioni di servizio.

Nel 2012, i proventi non-oil sulla rete, comprensivi dei margini sui lubrificanti, sono stati pari a €61,2 milioni.

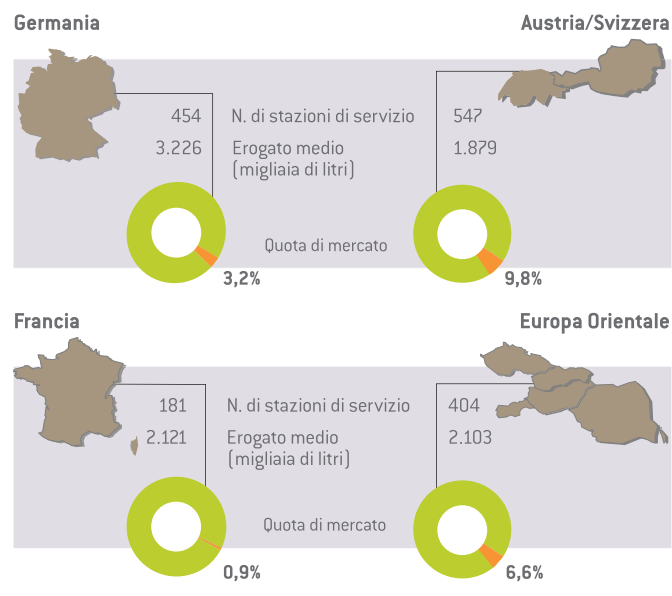
Rete d'Europa

Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 3,04 milioni di tonnellate sono sostanzialmente stabili rispetto al 2011 (+1%; +10 mila tonnellate).

Le maggiori vendite in Austria e Svizzera per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese sono state quasi interamente compensate dai minori volumi commercializzati nell'Est Europeo a causa della contrazione della domanda. Al 31 dicembre 2012 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.604 stazioni di servizio con un aumento di 18 unità rispetto al 31 dicembre 2011 (1.586 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 28 impianti a basso erogato, principalmente in Austria e Francia; (ii) il saldo positivo di 33 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, in particolare in Austria; (iii) l'acquisto di 11 impianti principalmente in Austria; (iv) l'apertura di 2 nuovi punti vendita. L'erogato medio (2.319 mila litri) è in crescita di circa 20 mila litri rispetto al 2011 (2.299 mila litri).

Lo sviluppo all'estero continuerà ad essere selettivo puntando alla crescita della quota di mercato principalmente in Germania, Austria e nei Paesi dell'Europa Orientale (in particolare in Repubblica Ceca), facendo leva sui vantaggi competitivi derivanti dalle sinergie nel supply e dalla logistica.

Rete Resto d'Europa - il posizionamento di Eni nel 2012



4. Business extrarete

Carburanti e combustibili

Nel mercato extrarete, Eni commercializza carburanti e combustibili: gasoli per autotrazione, riscaldamento, agricolo e marina, benzine e oli combustibili. 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 di 8,62 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione di circa 740 mila tonnellate, pari al 7,9% per effetto principalmente di minori vendite di gasolio e oli combustibili per effetto del calo della domanda di trasporti e dell'industria a causa della congiuntura sfavorevole nonché di jet fuel per effetto della minore domanda degli operatori

del settore. In controtendenza le vendite di bitumi che hanno beneficiato della disponibilità Eni di prodotto a seguito di alcune fermate di raffinerie da parte dei competitor, in particolare nell'ultima parte dell'anno. La quota di mercato extrarete media nel 2012 è del 29,5% (28,6% nel 2011). Le vendite al settore Petrolchimica (1,26 milioni di tonnellate) hanno registrato un sostanziale calo rispetto al 2011 (-450 mila tonnellate) per effetto delle minori forniture di feedstock in relazione alla contrazione della domanda industriale del settore. Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 3,96 milioni di tonnellate, sono cresciute del 3,1% rispetto al 2011, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite in Svizzera, Repubblica Ceca, Slovenia e Francia. In calo le vendite in Ungheria, Austria e Germania. Le altre vendite (23,20 milioni di tonnellate) sono aumentate di 4,89 milioni di tonnellate, pari al 27% per effetto delle maggiori vendite ad altre società petrolifere. In particolare nel settore bunkeraggi, in cui Eni commercializza combustibile marino principalmente in 106 porti, di cui 72 in Italia; nel 2012, le vendite sono state di 1,75 milioni di tonnellate (di cui 1,67 milioni in Italia).

GPL

In Italia, Eni è leader nella produzione, distribuzione e commercializzazione di GPL con 614 mila tonnellate di vendite sui mercati autotrazione e combustione (rete ed extrarete), corrispondenti a una quota di mercato del 19,8%. Le vendite di GPL a operatori terzi attraverso altri canali di vendita, in particolare alle società petrolifere e ai trader, sono state di circa 206 mila tonnellate. L'attività del GPL in Italia è supportata dalla produzione del circuito di raffinazione Eni, dalla disponibilità di 5 stabilimenti di imbottigliamento e 4 depositi secondari di proprietà e dall'importazione di prodotto sui 3 depositi costieri di Livorno, Napoli e Ravenna. Nel 2012, all'estero le vendite di GPL sono state di 515 mila tonnellate di cui 389 mila tonnellate commercializzate in Ecuador con una quota di mercato pari a circa il 37,8%.

Lubrificanti

Eni dispone di 6 impianti, alcuni dei quali in compartecipazione, per la produzione di lubrificanti finiti e grassi in Italia, Europa, Nord e Sud America, ed Estremo Oriente. 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 2012, le vendite di lubrificanti rete ed extrarete in Italia sono state di 96 mila tonnellate, con una quota di mercato del 24,3%. Sono state vendute circa 4 mila tonnellate di altri prodotti speciali (oli bianchi, oli trasformatori e liquidi antigelo). All'estero le vendite al consumo di lubrificanti sono state di circa 140 mila tonnellate localizzate per il 60% in Europa (soprattutto Spagna, Germania, Austria e Francia).

Ossigenati

Eni, attraverso la controllata Ecofuel (100% Eni), ha venduto circa 1,10 milioni di tonnellate/anno di ossigenati, principalmente eteri (circa 3,1% della domanda mondiale) e metanolo (circa 0,6% della domanda mondiale). La disponibilità di prodotto è assicurata per il 76% da produzioni proprie ottenute negli stabilimenti in Italia (Ravenna), Venezuela (in joint venture con Pequiven) e in Arabia Saudita (in joint venture con Sabic) e per il 24% da acquisti. Eni svolge attività di approvvigionamento del mercato italiano di bio-ETBE (acronimo per bio-etil-ter-butil-etero) in ottemperanza alle nuove disposizioni di legge sul contenuto minimo di biocarburanti.

Un bio-ETBE come il MTBE è un additivo dell'ottano che ha acquistato una posizione molto rilevante nella formulazione delle benzine dell'Unione Europea perché, essendo prodotto a partire da etanolo di origine agricola, ha ottenuto dalle direttive europee sui bio-fuel la qualifica di bio-componente. Dal 1° gennaio 2012, la regolamentazione italiana dei biocarburanti ha portato dal 4 al 4,5% la componente di bio-ETBE e FAME nei biocarburanti. Nel 2012, attraverso

la miscelazione di bio-ETBE e biodiesel (di prima e seconda generazione) nei combustibili di origine fossile Eni ha mantenuto al 109,6% il rispetto degli obblighi di legge. Eni prevede di adempiere a tale obbligo attraverso l'utilizzo di bio-ETBE, FAME, green diesel prodotto presso la raffineria di Porto Marghera e la miscela diretta di etanolo nelle benzine, in particolare presso alcuni impianti della raffineria di Sannazzaro.

Approvvigionamento di greggi	(milioni di tonnellate)	2008	2009	2010	2011	2012
Greggi equity						
Produzione Eni estero		26,14	29,84	26,90	24,29	23,57
Produzione Eni nazionale		3,57	2,91	3,24	3,35	3,35
		29,71	32,75	30,14	27,64	26,92
Altri greggi						
Acquisti spot		12,09	14,94	20,95	20,44	24,95
Contratti a termine		16,11	19,71	17,16	10,94	10,34
		28,20	34,65	38,11	31,38	35,29
Totale acquisti di greggi		57,91	67,40	68,25	59,02	62,21
Acquisti di semilavorati		3,39	2,92	3,05	4,26	4,53
Acquisti di prodotti		17,42	13,98	15,28	15,85	20,52
TOTALE ACQUISTI		78,72	84,30	86,58	79,13	87,26
Consumi per produzione di energia elettrica		(1,00)	(0,96)	(0,92)	(0,89)	(0,75)
Altre variazioni ^(a)		(1,04)	(1,64)	(2,69)	(1,12)	(1,63)
		76,68	81,70	82,97	77,12	84,88

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

Capacità di raffinazione		2008	2009	2010	2011	2012
Capacità di distillazione primaria ^(a)	(migliaia di barili/g)	930	930	930	930	930
Capacità bilanciata a fine periodo ^(a)		737	747	757	767	767
Lavorazioni delle raffinerie		717	480	514	455	417
Grado di utilizzo della capacità di raffinazione	(%)	81	73	73	72	72

(a) In quota Eni.

Disponibilità di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	2008	2009	2010	2011	2012
ITALIA						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		25,59	24,02	25,70	22,75	20,84
Lavorazioni in conto terzi		(1,37)	(0,49)	(0,50)	(0,49)	(0,47)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		6,17	5,87	4,36	4,74	4,52
Lavorazioni in conto proprio		30,39	29,40	29,56	27,00	24,89
Consumi e perdite		(1,61)	(1,60)	(1,69)	(1,55)	(1,34)
Prodotti disponibili da lavorazioni		28,78	27,80	27,87	25,45	23,55
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		2,56	3,73	4,24	3,22	3,35
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(1,42)	(3,89)	(4,18)	(1,77)	(2,36)
Consumi per produzione di energia elettrica		(1,00)	(0,96)	(0,92)	(0,89)	(0,75)
Prodotti venduti		28,92	26,68	27,01	26,01	23,79
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio		5,45	5,15	5,24	4,96	5,12
Consumi e perdite		(0,25)	(0,25)	(0,24)	(0,23)	(0,23)
Prodotti disponibili da lavorazioni		5,20	4,90	5,00	4,73	4,89
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		15,14	10,12	10,61	12,51	17,29
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		1,42	3,89	4,18	1,77	2,36
Prodotti venduti		21,76	18,91	19,79	19,01	24,54
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		35,84	34,55	34,80	31,96	30,01
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>		<i>6,98</i>	<i>5,11</i>	<i>5,02</i>	<i>6,54</i>	<i>6,39</i>
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		50,68	45,59	46,80	45,02	48,33
Vendite di greggi		26,00	36,11	36,17	32,10	36,56
TOTALE VENDITE		76,68	81,70	82,97	77,12	84,89

Produzioni e vendite per prodotto	(milioni di tonnellate)	2008	2009	2010	2011	2012
Produzioni:						
Benzina		8,32	8,43	7,81	7,24	6,88
Gasolio		13,44	13,33	13,63	12,95	12,24
Jet fuel/Cherosene		1,54	1,42	1,46	1,41	1,35
Olio combustibile		4,34	4,01	3,75	2,65	2,77
GPL		0,71	0,66	0,50	0,57	0,51
Lubrificanti		0,60	0,49	0,67	0,54	0,62
Cariche petrolchimiche		2,16	2,08	2,59	2,49	2,06
Altri prodotti		2,86	2,28	2,46	2,33	2,00
Totale produzioni		33,97	32,70	32,87	30,18	28,43
Vendite:						
Italia		28,92	26,68	27,01	26,01	23,79
Benzina		3,26	3,17	2,91	2,78	2,61
Gasolio		10,03	10,04	9,94	9,63	9,14
Jet fuel/Cherosene		1,94	1,42	1,45	1,64	1,56
Olio combustibile		0,85	0,72	0,44	0,46	0,33
GPL		0,57	0,57	0,59	0,60	0,61
Lubrificanti		0,13	0,09	0,11	0,10	0,10
Cariche petrolchimiche		1,70	1,33	1,72	1,71	1,26
Altri prodotti		10,44	9,34	9,85	9,09	8,18
Resto d'Europa		19,63	16,02	16,66	15,88	16,08
Benzina		2,21	1,89	1,85	1,79	1,81
Gasolio		5,11	3,55	3,95	3,71	3,96
Jet fuel/Cherosene		0,47	0,35	0,38	0,48	0,44
Olio combustibile		0,23	0,29	0,25	0,23	0,19
GPL		0,16	0,14	0,12	0,12	0,13
Lubrificanti		0,11	0,08	0,10	0,09	0,08
Altri prodotti		11,34	9,72	10,01	9,46	9,47
Extra Europa		2,13	2,89	3,13	3,13	8,46
Benzina		1,63	2,51	2,74	2,62	8,00
GPL		0,37	0,36	0,37	0,38	0,39
Lubrificanti		0,03	0,02	0,02	0,02	0,01
Altri prodotti		0,10	0,00	0,00	0,11	0,06
Mondo						
Benzina		7,10	7,57	7,50	7,19	12,42
Gasolio		15,14	13,59	13,89	13,34	13,10
Jet fuel/Cherosene		2,41	1,77	1,83	2,12	2,00
Olio combustibile		1,08	1,01	0,69	0,69	0,52
GPL		1,10	1,07	1,08	1,10	1,13
Lubrificanti		0,27	0,19	0,23	0,21	0,19
Cariche petrolchimiche		1,70	1,33	1,72	1,71	1,26
Altri prodotti		21,88	19,06	19,86	18,66	17,71
Totale vendite		50,68	45,59	46,80	45,02	48,33

Vendite di prodotti petroliferi per canale	(milioni di tonnellate)	2008	2009	2010	2011	2012
Rete		8,81	9,03	8,63	8,36	7,83
Extrarrete		11,15	9,56	9,45	9,36	8,62
		19,96	18,59	18,08	17,72	16,45
Petrochimica		1,70	1,33	1,72	1,71	1,26
Altre vendite		7,26	6,76	7,21	6,58	6,08
Vendite in Italia		28,92	26,68	27,01	26,01	23,79
Rete Resto d'Europa		3,22	2,99	3,10	3,01	3,04
Extrarrete Resto d'Europa		3,94	3,66	3,88	3,84	3,96
Extrarrete mercati extra europei		0,56	0,41	0,42	0,43	0,42
Rete ed extrarrete estero		7,72	7,06	7,40	7,28	7,42
Altre vendite		12,52	11,85	12,39	11,73	17,12
Vendite all'estero		20,24	18,91	19,79	19,01	24,54
Totale vendite		49,16	45,59	46,80	45,02	48,33

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2008	2009	2010	2011	2012
Italia		19,96	18,59	18,08	17,72	16,45
Vendite rete		8,81	9,03	8,63	8,36	7,83
Benzina		3,11	3,05	2,76	2,60	2,41
Gasolio		5,50	5,74	5,58	5,45	5,08
GPL		0,19	0,22	0,26	0,29	0,31
Altri prodotti		0,01	0,02	0,03	0,02	0,03
Vendite extrarrete		11,15	9,56	9,45	9,36	8,62
Gasolio		4,52	4,30	4,36	4,18	4,07
Oli combustibili		0,85	0,72	0,44	0,46	0,33
GPL		0,38	0,35	0,33	0,31	0,30
Benzina		0,15	0,12	0,16	0,19	0,20
Lubrificanti		0,12	0,09	0,10	0,10	0,09
Bunker		1,70	1,38	1,35	1,26	1,19
Jet fuel		1,94	1,43	1,46	1,65	1,56
Altri prodotti		1,49	1,17	1,25	1,21	0,88
Estero (rete + extrarrete)		7,72	7,06	7,40	7,28	7,42
Benzina		2,12	1,89	1,85	1,79	1,81
Gasolio		3,80	3,54	3,95	3,82	3,96
Jet fuel		0,47	0,35	0,40	0,49	0,44
Oli combustibili		0,23	0,28	0,25	0,23	0,19
Lubrificanti		0,11	0,10	0,10	0,10	0,09
GPL		0,52	0,50	0,49	0,50	0,52
Altri prodotti		0,47	0,40	0,36	0,35	0,41
Totale		27,68	25,65	25,48	25,00	23,87

Stazioni di servizio	(numero)	2008	2009	2010	2011	2012
Italia		4.409	4.474	4.542	4.701	4.780
Impianti ordinari		4.273	4.344	4.415	4.574	4.653
Impianti autostradali		136	130	127	127	127
Estero		1.547	1.512	1.625	1.586	1.604
Germania		521	478	455	454	445
Francia		199	196	188	181	173
Austria/Svizzera		458	446	582	547	575
Europa Orientale		369	392	400	404	411
Impianti che commercializzano prodotti Blu		4.445	4.822	4.994	5.179	5.226
Impianti "Multi-Energy"		4	4	5	5	6
Impianti che commercializzano GPL e metano		537	690	657	864	1.031
Vendite non-oil	(€ milioni)	153	147	137	156	159

Erogato medio	(migliaia di litri/numero stazioni di servizio)	2008	2009	2010	2011	2012
Italia		2.470	2.482	2.322	2.173	1.976
Germania		2.868	3.167	3.360	3.237	3.226
Francia		2.152	2.193	2.310	2.209	2.121
Penisola Iberica ^(a)		2.519	-	-	-	-
Austria/Svizzera		1.763	1.691	1.711	1.645	1.879
Europa Orientale		2.832	2.642	2.508	2.591	2.145
Erogato medio complessivo		2.502	2.477	2.352	2.206	2.064

(a) Relativamente all'esercizio 2008, il dato si riferisce ai primi nove mesi in quanto nell'ottobre 2008 sono state cedute a Galp le attività downstream che comprendevano 371 stazioni di servizio.

Quote di mercato in Italia	(%)	2008	2009	2010	2011	2012
Rete		30,6	31,5	30,4	30,5	31,2
Benzina		28,5	29,0	27,9	27,8	28,8
Gasolio		32,7	33,8	32,5	32,6	33,2
GPL (per autotrazione)		19,1	20,2	21,4	22,7	23,1
Lubrificanti		23,7	21,5	35,7	27,7	35,4
Extrarrete		30,4	27,5	29,2	28,6	29,5
Gasolio		31,8	32,0	33,5	30,8	33,0
Oli combustibili		16,3	17,2	17,8	25,5	23,3
Bunker		44,6	40,1	40,4	33,6	37,6
Lubrificanti		25,0	23,3	24,0	23,6	24,1
Quota rete + extrarrete Italia		31,0	29,3	29,8	29,3	30,3

Quote di mercato rete all'estero	(%)	2008	2009	2010	2011	2012
Centro Europa						
Austria		7,0	7,3	7,0	9,6	11,7
Svizzera		6,4	6,4	6,5	6,6	7,1
Germania		3,8	3,4	3,4	3,1	3,2
Francia		1,1	1,1	1,1	1,0	0,9
Europa Orientale						
Ungheria		11,6	11,6	11,9	11,9	11,9
Repubblica Ceca		11,4	11,3	11,8	11,6	10,8
Slovacchia		10,2	9,2	9,7	9,8	9,7
Slovenia		2,1	2,4	2,3	2,2	2,2
Romania			1,2	1,5	1,7	1,8

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Italia		850	581	633	803	781
Eestero		115	54	78	63	61
		965	635	711	866	842
Raffinazione, supply e logistica		630	436	446	629	622
Italia		630	436	444	626	618
Eestero				2	3	4
Marketing		298	172	246	228	220
Italia		183	118	170	168	163
Eestero		115	54	76	60	57
Altre attività		37	27	19	9	
		965	635	711	866	842

Chimica

Principali indicatori di performance

		2008	2009	2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,57	2,34	1,54	1,47	0,76
Indice di frequenza infortuni contrattisti		9,95	8,12	5,94	4,60	1,66
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	6.303	4.203	6.141	6.491	6.418
Intermedi		3.060	1.832	2.833	2.987	3.110
Polimeri		2.961	2.185	3.126	3.299	3.128
Altri ricavi		282	186	182	205	180
Utile operativo		(845)	(675)	(86)	(424)	(683)
Utile operativo adjusted		(398)	(426)	(96)	(273)	(485)
Utile netto adjusted		(323)	(340)	(73)	(206)	(395)
Investimenti tecnici		212	145	251	216	172
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	7.372	6.521	7.220	6.245	6.090
Vendite di prodotti petrolchimici		4.684	4.265	4.731	4.040	3.953
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	68,6	65,4	72,9	65,3	66,7
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	6.274	6.068	5.972	5.804	5.668
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	4,90	4,63	4,69	4,12	3,69
Emissioni NMVOC	(migliaia di tonnellate)	3,61	3,83	4,71	4,18	4,40
Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	5,12	4,59	3,30	3,17	2,19
Emissioni NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate NO ₂ eq)	5,27	4,78	4,87	4,14	3,43
Tasso di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	79,6	81,6	82,7	81,8	81,5

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

Nel corso del 2012 gli indici infortunistici di dipendenti e contrattisti hanno proseguito il trend di miglioramento registrato negli scorsi esercizi (-48,3% e -63,9%, rispettivamente).

Nel 2012 le emissioni di gas serra, NO_x e SO_x sono diminuite sia per il calo dei volumi prodotti, sia per la conclusione di interventi di Energy saving. L'incremento delle emissioni di NMVOC è da attribuirsi principalmente al sito di Dunkerque, per indisponibilità dell'impianto di recupero dei NMVOC provenienti dai silos di polietilene.

Nel 2012 il settore ha registrato una perdita netta adjusted di €395 milioni con un netto peggioramento di €189 milioni rispetto al 2011, a seguito del debole andamento della domanda di commodity a causa della recessione economica e del crollo dei margini unitari.

Le vendite di prodotti petrolchimici di 3.953 mila tonnellate sono diminuite di 87 mila tonnellate rispetto al 2011 (-2,1%) a causa del calo dei consumi.

Le produzioni di 6.090 mila tonnellate sono diminuite di 155 mila tonnellate (-2,48%) per effetto della debolezza della domanda in tutti i settori. In particolare, le riduzioni più significative riguardano il polietilene.

Nel 2012 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €38 milioni in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 18 domande di brevetto, di cui una congiuntamente con la Divisione Exploration & Production.

Espansione nei mercati internazionali

Nell'ambito della strategia di internazionalizzazione delle attività della chimica, nell'ottobre 2012 Versalis ha definito due joint venture con importanti operatori della Corea del Sud e Malesia per la realizzazione di impianti per la produzione di elastomeri con tecnologia e know-how Versalis. Tali iniziative si inquadrano nella strategia di espansione internazionale nei mercati asiatici che presentano importanti prospettive di crescita nei segmenti di mercato dove Versalis vanta posizioni di leadership (elastomeri).

Sviluppo Chimica Verde

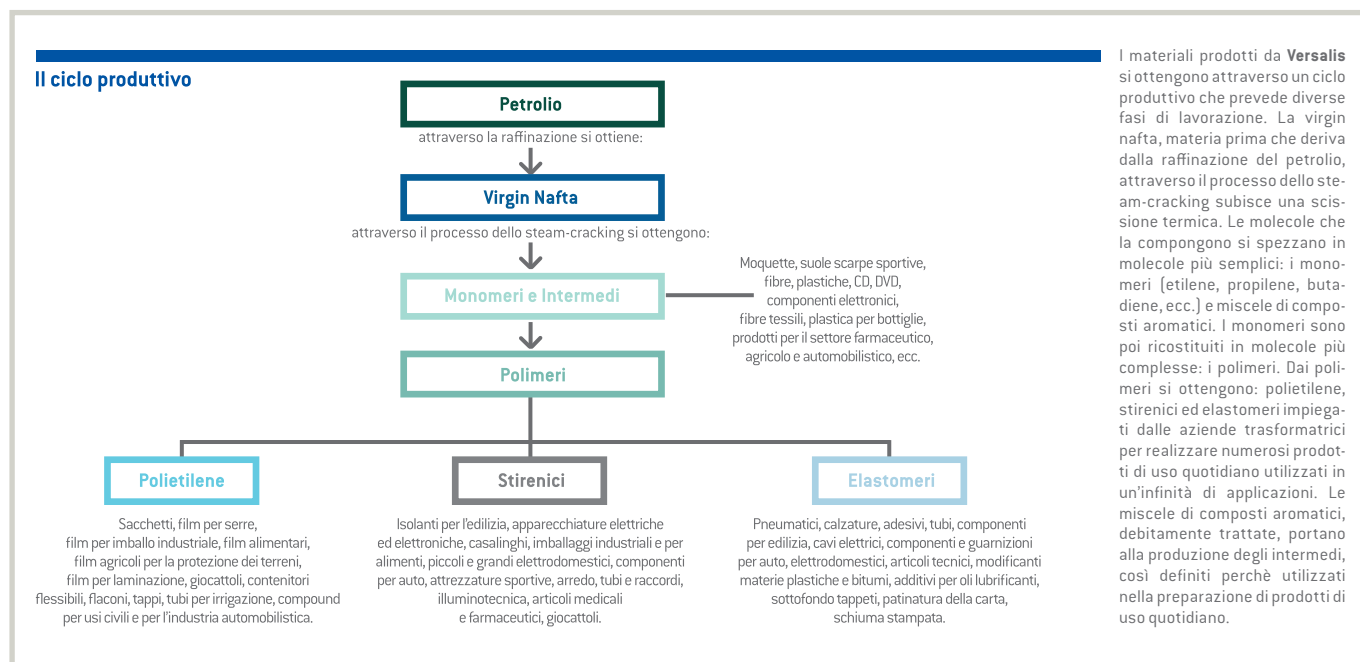
Nel gennaio 2013 Versalis e Yulex, azienda produttrice di biomateriali a base agricola, hanno firmato una partnership strategica per la produzione di bio gomma a base di guayule e per la realizzazione di un complesso produttivo industriale nell'Europa del Sud. L'accordo interesserà l'intera catena produttiva, dalla coltivazione, all'estrazione della bio gomma, fino alla costruzione di una centrale elettrica a biomassa. Versalis realizzerà materiali per applicazioni nei mercati di

largo consumo, dei settori per uso medicale e dei segmenti dei prodotti con proprietà anallergiche accreditati di maggiori margini. La partnership farà leva sulle competenze agronomiche di Yulex e sulle tecnologie di estrazione della bio gomma per ampliare il portafoglio di prodotti green di Versalis. L'investimento prevede anche un ambizioso progetto di ricerca per lo sviluppo di una tecnologia ad hoc per bio gomma per l'industria dei pneumatici.

Essendo già leader nel settore degli elastomeri, Versalis intende espandere le sue tecnologie innovative nel campo delle gomme sintetiche aggiungendo al suo portafoglio la gomma da guayule come

un'opportunità supplementare di business e di un'offerta commerciale diversificata.

Nel giugno 2012 è stato firmato un Memorandum of Understanding con Genomatica e Novamont, per la creazione di una joint venture tecnologica con sede italiana che governerà la conduzione di un programma di ricerca congiunto, della durata di 4 anni, finalizzato allo sviluppo di una nuova tecnologia per la produzione del butadiene a partire da fonti rinnovabili. Tale joint venture deterrà anche i diritti in esclusiva per lo sfruttamento industriale dei risultati della ricerca inclusivo delle attività di licensing della tecnologia a terzi.



Attività

Eni, attraverso Versalis, svolge attività di produzione e commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base e polimeri), potendo contare su una gamma di tecnologie proprietarie, impianti all'avanguardia, nonché di una rete distributiva capillare ed efficiente presente in 18 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 risultati di eccellenza in tutte le tecnologie delle aree di business della società per poter competere nel mercato. 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.

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.

Gli impianti in Italia e in Europa



La rete commerciale



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

Aree di business

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.

Nel 2012 i ricavi degli intermedi (€3.110 milioni) sono aumentati di €123 milioni rispetto al 2011 (+4%) per effetto della performance positiva dei derivati, che riflette l'incremento dei volumi (21%) e dei prezzi medi unitari (+10%), dovuto a una maggiore dinamicità del mercato e disponibilità di prodotto. In calo i volumi venduti di olefine (-2%) e aromatici (-4,5%), penalizzati principalmente dalla fermata degli impianti di polietilene del polo siciliano per mancanza di redditività e dal calo della domanda. Stabili i prezzi medi delle olefine, mentre sono in aumento i prezzi degli aromatici (+12%), trainati dalla ripresa delle quotazioni del benzene (+18,7%).

Le produzioni di intermedi (4.112 mila tonnellate) sono in linea rispetto all'anno precedente (+0,3%). In aumento i derivati (+12%) per fenolo/derivati e stirolo monomero, che lo scorso anno erano stati penalizzati dalla fermata programmata di Mantova. In riduzione, le produzioni di olefine e aromatici (rispettivamente -2,7% e -5,4%). Questi ultimi risentono della fermata programmata di Sarroch e della riduzione della marcia dell'impianto cracker di Priolo al fine di attenuare l'impatto negativo dello scenario.

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 (€3.128 milioni) sono diminuiti di €171 milioni rispetto al 2011 (-5,2%), essenzialmente, per la riduzione dei volumi venduti (-5,8%), a causa del rilevante calo della domanda in particolare sul mercato europeo e italiano, parzialmente compensato dalla crescita, seppur a tassi modesti, della domanda nel mercato dell'Europa dell'Est. In flessione, i prezzi medi unitari degli elastomeri (-1,3%), a causa del calo dei prezzi unitari delle gomme SBR/BR che risentono della crisi del settore automotive e del polietilene (-0,4%), nonostante un miglioramento nella seconda parte dell'anno. I prezzi medi degli stirenici sono aumentati mediamente del +6%, trainati dal prezzo del polistirolo espandibile. Le produzioni dei polimeri (1.978 mila tonnellate) sono diminuite di 167 mila tonnellate rispetto al 2011 (-7,8%), per effetto principalmente della riduzione delle produzioni di elastomeri (-9,4%) a Ravenna e Ferrara, per la crisi del settore automotive e di polietilene (-6%). Nei primi mesi dell'anno sono state interrotte le produzioni del polo siciliano a causa del forte rallentamento della domanda di polietilene, incluso l'impianto di cracking. La riduzione delle produzioni di stirenici (-10,3%) è invece dovuta alla cessione degli impianti di polistirolo compatto ed espandibile di Feluy (Belgio).

Disponibilità di prodotti	(migliaia di tonnellate)	2008	2009	2010	2011	2012
Intermedi		5.110	4.350	4.860	4.101	4.112
Polimeri		2.262	2.171	2.360	2.144	1.978
Produzioni		7.372	6.521	7.220	6.245	6.090
Consumi e perdite		(3.539)	(2.701)	(2.912)	(2.631)	(2.545)
Acquisti e variazioni rimanenze		851	445	423	426	408
		4.684	4.265	4.731	4.040	3.953

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Italia		3.290	2.215	3.131	3.364	3.172
Resto d'Europa		2.646	1.701	2.632	2.747	2.826
Asia		200	169	139	182	271
Africa		88	76	127	101	84
Americhe		75	39	108	93	61
Altre aree		4	3	4	4	4
		6.303	4.203	6.141	6.491	6.418

Ricavi della gestione caratteristica per prodotto	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Olefine		1.763	1.059	1.705	1.754	1.792
Aromatici		679	486	704	835	819
Intermedi		618	287	424	398	499
Elastomeri		754	579	834	1.062	979
Stirenici		633	465	695	741	715
Polietilene		1.574	1.140	1.597	1.496	1.434
Altro		282	187	182	205	180
		6.303	4.203	6.141	6.491	6.418

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
		212	145	251	216	172
di cui:						
- manutenzione		84	28	59	59	25
- efficienza impiantistica		51	58	116	53	53
- HSE		41	28	29	46	38
- recupero energetico				45	42	41
- mantenimento e razionalizzazione		24	20			

Ingegneria & Costruzioni

Principali indicatori di performance

		2008	2009	2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,70	0,40	0,45	0,44	0,54
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,38	0,57	0,33	0,21	0,17
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	2,83	0,86	2,14	1,82	0,93
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	9.176	9.664	10.581	11.834	12.771
Utile operativo		1.045	881	1.302	1.422	1.433
Utile operativo adjusted		1.041	1.120	1.326	1.443	1.465
Utile netto adjusted		784	892	994	1.098	1.109
Investimenti tecnici		2.027	1.630	1.552	1.090	1.011
Ordini acquisiti	(€ milioni)	13.860	9.917	12.935	12.505	13.391
Portafoglio ordini a fine periodo		19.105	18.730	20.505	20.417	19.739
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	35.629	35.969	38.826	38.561	43.387
Quota dipendenti estero	(%)	84,8	85,6	87,3	86,5	89,2
Quota di manager locali		nd.	41,1	45,3	43,0	42,3
Quota di procurato locale		35,0	47,0	61,3	56,4	51,8
Spesa salute	(€ migliaia)	15.436	25.205	19.506	32.410	21.236
Spesa sicurezza		57.477	68.954	26.403	50.541	81.777
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	1,36	1,28	1,11	1,32	1,54

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

La percentuale di posizioni manageriali ricoperte da personale assunto in loco si è attestata oltre il 40% del totale di posizioni manageriali, ad esclusione di Italia e Francia, risentendo tuttavia di fluttuazioni per apertura di nuovi cantieri e progetti di breve periodo.

Su un totale di €9.584 milioni di ordinato nell'anno 2012, €7.802 milioni riguardano spese per i progetti operativi, di cui il 51,8% ordinato presso fornitori locali.

Nel 2012 l'indice di frequenza infortuni dei dipendenti ha registrato un peggioramento del 22,7% rispetto al 2011 mentre l'indice di frequenza dei contrattisti un miglioramento del 19%. Saipem continua nel suo impegno alla mitigazione e alla riduzione degli eventi accidentali e infortuni che possano colpire i propri dipendenti e contrattisti attraverso intense campagne di formazione e addestramento tra cui la campagna "Working at height", il portale dedicato alla formazione HSE e i corsi per gli operatori gruisti.

La spesa complessiva in salute e sicurezza è aumentata del 24% rispetto al 2011 (da €83 milioni a €103 milioni).

Nel 2012 il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato un utile netto adjusted di €1.109 milioni, sostanzialmente in linea rispetto al 2011 (+1%). Tale risultato riflette la solida performance operativa registrata principalmente nel segmento Perforazioni grazie alla piena operatività dello Scarabeo 9 e alla maggiore redditività dall'impiego del mezzo Saipem 10000, quasi completamente compensata dal peggioramento della performance del segmento Engineering & Construction a seguito del rallentamento e della minore marginalità delle attività per effetto dell'impatto negativo della congiuntura economica in atto, registrata in particolare nella seconda metà dell'anno.

Gli investimenti tecnici di €1.011 milioni (€1.090 milioni nel 2011) hanno riguardato essenzialmente l'upgrading della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione.

Nel 2012 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €15 milioni, in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 13 domande di brevetto.

Engineering & Construction Offshore

Saipem vanta un solido posizionamento competitivo nel settore dei grandi progetti per lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi nell'offshore avendo integrato le competenze tecniche e realizzative (assicurate dalla disponi-

bilità di una flotta di mezzi di rilievo mondiale e dalla capacità di operare in ambienti complessi) con quelle ingegneristiche e di project management acquisite sul mercato (tra le principali acquisizioni realizzate si evidenzia Bouygues Offshore). Saipem intende consolidare il proprio posizionamento competitivo nei segmenti più sfidanti del mercato facendo leva sul mo-

dello di business EPIC e sui solidi rapporti di lungo termine con le Major e la National Oil Company. Saipem intende conseguire maggiori livelli di efficienza e flessibilità perseguendo l'eccellenza tecnologica e le massime economie di scala nei propri hub di progettazione, valorizzando le risorse locali nei contesti dove ciò rappresenta un vantaggio competitivo, integrando nel proprio modello di business la gestione diretta del processo di fabbricazione (attraverso la realizzazione di un grande cantiere di fabbricazione nel Sud-Est Asiatico) e rinnovando/potenziando la flotta di costruzione. Nei prossimi anni sono previsti investimenti che consentiranno il potenziamento della flotta, la costruzione di un'estesa Yard in Brasile e l'acquisizione di nuovi impianti nel settore perforazione.

Nel 2012 i ricavi ammontano a €5.207 milioni, in aumento del 5,5% rispetto al 2011 a seguito della maggiore attività in Medio ed Estremo Oriente. Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €7.477 milioni (€6.131 milioni nel 2011). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) il contratto di tipo EPIC, con INPEX, in Australia, nell'ambito del progetto Ichthys LNG, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e installazione di una condotta sottomarina che collegherà la Central Processing Facility offshore con l'impianto di trattamento a terra, presso Darwin; (ii) il progetto Filanovsky, di tipo EPIC, per conto di Lukoil-Nizhnevolzhskneft, in Russia, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di un oleodotto e un gasdotto a una profondità massima di sei metri, nonché le relative condotte a terra che collegheranno il blocco dei riser nel campo marino alle valvole di chiusura a terra; (iii) per conto di Petrobras, in Brasile, il contratto di tipo EPIC, Sapinhoa Norte and Cernambi Sul, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in servizio di un collettore verticale sottomarino SLWR (Steel Lazy Wave Riser) per il sistema di raccolta del campo Sapinhoa Norte e del collettore FSHR (Free Standing Hybrid Risers) per i sistemi di esportazione gas dei campi Sapinhoa Norte e Cernambi Sul. Nel corso del 2012 è proseguito l'impegno di Saipem nello sviluppo di tecnologie all'avanguardia finalizzate allo svolgimento di attività in acque profonde e ultra profonde, alla progettazione degli impianti galleggianti di liquefazione, allo sviluppo di nuovi metodi per l'installazione e interro di condotte sottomarine in condizioni estreme. In particolare le attività hanno riguardato: (i) la progettazione di un sistema di trasferimento del gas naturale liquefatto tra due unità di Floating LNG; (ii) la progettazione e lo sviluppo di soluzioni sottomarine per la separazione gas/liquido o liquido/liquido, e il trattamento dell'acqua di produzione e di mare; (iii) la ricerca su materiali innovativi per le condotte e l'adattamento dei metodi di installazione a tali condotte; (iv) studi su tecnologie di riscaldamento delle condotte; (v) studi su tecnologie di monitoraggio delle condotte durante l'installazione, nonché dei metodi di riparazione e di risposta d'emergenza. Inoltre è proseguito durante l'anno lo sviluppo di tecniche per il monitoraggio e la riduzione dell'impatto ambientale durante le operazioni di installazione, nonché lo sviluppo delle energie rinnovabili sia onshore che offshore.

Engineering & Construction Onshore

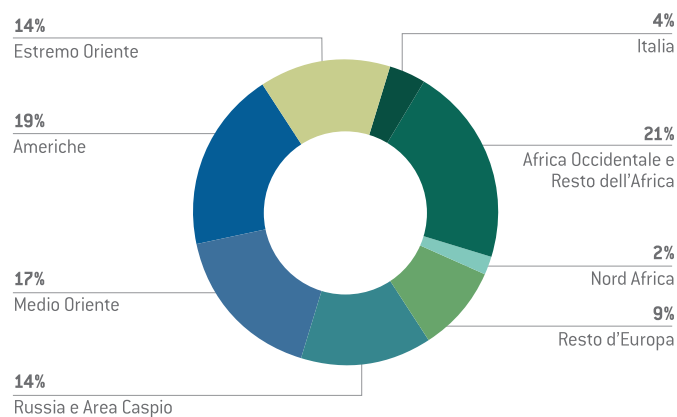
Nell'onshore Saipem è uno dei maggiori Engineering & Construction contractors su base chiavi in mano nel segmento dell'oil&gas a livello mondiale, grazie soprattutto all'acquisizione di Snamprogetti. Saipem progetta e realizza impianti di produzione (estrazione, separazione, stabilizzazione, raccolta, iniezione d'acqua) e di trattamento (rimozione e recupero dell'anidride solforosa, rimozione dell'anidride carbonica, frazionamento dei liquidi gassosi, recupero dei condensati) degli idrocarburi e dei grandi sistemi di trasporto onshore (pipeline, stazioni di pompaggio o compressione, terminali). Grazie alle proprie competenze distinte nel segmento della gas monetization, Saipem è in grado di gestire grandi e complessi progetti chiavi in mano anche nel settore ad alta tecnologia della lique-

fazione del gas naturale (GNL). Saipem mantiene la propria competitività grazie all'eccellenza tecnologica garantita dai propri hub di progettazione e alla gestione di importanti volumi di ingegneria in aree cost efficient. Nel medio termine, facendo leva sui trend di crescita che si registrano nel settore dei servizi all'industria petrolifera, Saipem punterà a cogliere le opportunità offerte dal mercato sia nel settore impiantistico sia in quello delle pipeline, sfruttando il solido posizionamento competitivo nella realizzazione di progetti complessi e nelle aree strategiche del Medio Oriente/Caspio, dell'Africa Settentrionale e Occidentale e della Russia.

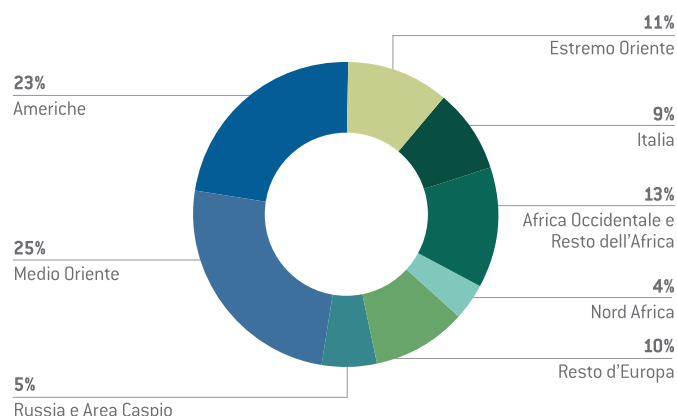
Nel 2012 i ricavi ammontano a €5.745 milioni in aumento del 3,9% rispetto al 2011 a seguito della maggiore attività in Medio Oriente e America del Nord. Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €3.972 milioni (€5.006 milioni nel 2011), in riduzione per effetto principalmente della cancellazione nel terzo trimestre 2012 del contratto Jurassic.

Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) il contratto chiavi in mano per conto di Shell relativo al progetto SSAGS (Southern Swamp Associated Gas) inerente alla realizzazione di quattro impianti di compressione e di nuove strutture di produzione per il trattamento del gas raccolto, presso diverse località situate nello stato del Delta, in Nigeria; (ii) Il contratto EPC per conto di Saudi Aramco e Sumitomo Chemical per il Naphtha and Aromatics Package (RP 2) del Progetto Rabigh II, che prevede l'espansione del complesso integrato di impianti petrolchimici e di raffinazione della città di Rabigh situato sulla costa occidentale dell'Arabia Saudita; (iii) il contratto, di tipo EPC per conto di Transportadora de Gas Natural de Norte - Noroeste (Transcanada) in Messico, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di un gasdotto che collegherà El Encino (Stato Chihuahua) a Topolobampo (Stato di Sinaloa).

Ordini acquisiti per area geografica



Portafoglio ordini per area geografica



Perforazioni mare

Saipem, unica tra i contrattisti di Engineering & Construction, offre alle compagnie petrolifere servizi di perforazione offshore e onshore. Nelle perforazioni mare, Saipem vanta una forte posizione di nicchia nei segmenti più complessi dell'offshore profondo e ultra profondo, facendo leva sulle caratteristiche tecniche dei propri mezzi capaci di operare fino a una profondità d'acqua di 3.600 metri con focalizzazione nelle aree dell'Africa Occidentale, del Mare del Nord, del Mar Mediterraneo e del Medio Oriente. Al fine di rispondere meglio alle esigenze attuali e future dell'industria, Saipem sta portando a termine un programma di potenziamento della flotta di perforazione dotandola di mezzi state-of-the-art per consolidare la posizione di high quality player in grado di operare in condizioni estreme. In particolare, nei prossimi anni è previsto il completamento delle piattaforme semisommersibili di nuova generazione Scarabeo 8 e 9 che godono già di contratti pluriennali con Eni. In parallelo, proseguiranno gli investimenti per il ringiovanimento e mantenimento della capacità produttiva degli altri mezzi della flotta (adeguamento alle caratteristiche dei progetti o alle esigenze dei clienti, acquisto di attrezzature).

Nel 2012 i ricavi ammontano a €1.089 milioni, in aumento del 30,6% rispetto al 2011. I ricavi relativi all'utilizzo delle piattaforme sommersibili Scarabeo 8 e Scarabeo 9, entrati in esercizio nel 2012, sono stati parzialmente compensati dalle fermate per upgrading delle piattaforme semisommersibili Scarabeo 3 e Scarabeo 6.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €1.025 milioni (€780 milioni nel 2011). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) l'estensione per quindici mesi del contratto del mezzo di perforazione semisommersibile

Scarabeo 7 che opererà in acque indonesiane; (ii) l'estensione per ventiquattro mesi del contratto di utilizzo del jack up Perro Negro 8 che opererà al largo delle coste italiane; (iii) per conto Statoil, il contratto per il noleggio del mezzo di perforazione semisommersibile Scarabeo 5 della durata di tre anni a partire dal terzo trimestre del 2014, per attività di perforazione nel settore norvegese del Mare del Nord.

Perforazioni terra

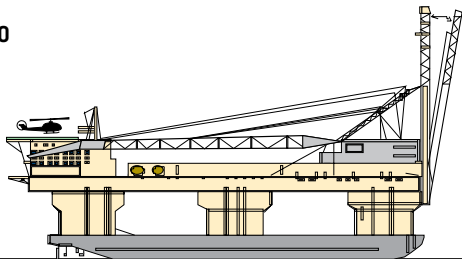
Saipem opera in questo settore come contrattista per conto delle principali Major e National Oil Company con una presenza focalizzata in Sud America, Arabia Saudita, Africa Settentrionale e, in minor misura, in Europa. In queste regioni, Saipem può far leva sulla propria conoscenza del mercato, sulle relazioni di lungo termine con i clienti e sull'integrazione e le sinergie con le altre aree di business. Saipem vanta anche un solido track record in aree remote (in particolare nella regione del Mar Caspio), grazie alle proprie competenze operative e alla capacità di operare in condizioni ambientali ostili.

Nel 2012 i ricavi ammontano a €730 milioni, in lieve aumento rispetto al 2011. Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €917 milioni (€588 milioni nel 2011).

Tra le principali acquisizioni si segnalano: il contratto per il noleggio alla società Saudi Aramco di quindici impianti con una durata da tre a cinque anni, in Arabia Saudita; (ii) contratti per l'utilizzo di otto impianti in Sud America, Arabia Saudita, Kazakhstan, Algeria, Mauritania e Italia con una durata compresa tra due mesi e due anni.

Mezzi navali di costruzione

SAIPEM 7000



Nave semisommersibile a posizionamento dinamico per sollevamento di strutture e posa condotte con tecnica "J". Costruita in Italia (Trieste) dalla Fincantieri (1987).

Dimensioni:

Lunghezza:	198 m
Larghezza:	87 m
Profondità al ponte principale:	45 m
Immersione di transito:	10,5 m
Immersione operativa:	27,5 m

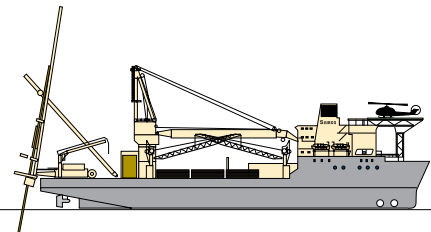
Posizionamento dinamico: DP (AAA) Lloyds Register, IPD 3 R.I.N.a; Classe 3 notazioni del direttorato marittimo norvegese. **Centrale elettrica:** centrale totale da 70.000 kW, 10.000 Volt, 12 generatori diesel a olio combustibile divisi in 4 sale motori separate, classificato UMS. **Sistema di zavorra:** sistema computerizzato con capacità simultanea che comprende 4 pompe zavorra per 6.000 t/h.

Strutture di sollevamento della gru

principale: 2 gemelle S 7000 Amhoist completamente girevoli montate a prua. Blocco di sollevamento principale in tandem 14.000 t, sollevamento singolo del blocco principale 7.000 t girevoli a 40 m rad./41 m; tirante 6.000 t girevoli a 45 m rad./50 m. Capacità di abbassamento a 450 m sotto il livello del mare. Oscillazione della gru: 120 t girevoli a 150 m rad. **Sistema J-lay:** intervallo di diametro delle condotte: da 4" a 32"; sistema di tensionamento della posa principale 525 t con i tensori, fino a 2.000 t con attrito ganasce; angolo di posa della torre 90°-110°; dotata di 1 stazione di saldatura; capacità di stoccaggio condotte fino a 6.000 t.

Profondità massima di posa: 3.000 m.

SAIBOS FDS



Nave a posizionamento dinamico per lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in acque profonde e per la posa condotte con tecnica "J". Costruita in Corea dalla Samsung (2000).

Dimensioni:

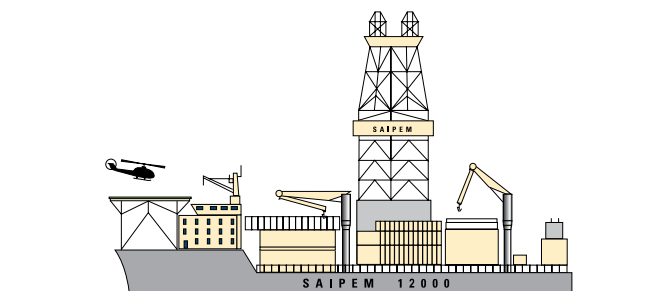
Lunghezza totale:	156 m
Larghezza:	30 m
Immersione operativa:	12,4 m
Dislocamento:	26.608 t
	at operating draft
Carico:	4.300 t at 7,40 draft

Posizionamento dinamico: Dynpos Autro, Dynpos Autr, 2 DGPS, Lras HIPAP - interfaccia da 2.500 m disponibili per Taut Wire, Artemis, Fan Beam. **Capacità di sollevamento:** gru principale AM Clyde KPT660; gancio primario SWL: 600 t a 30 m e 300 t a 55 m; gru ausiliarie 2 Liebherr

CB03100-50 Litronic SWL 50 t a 20 m, SWL 30 t a 38 m, 2 Liebherr RLS 20/20 Litronic; albero fisso a baboro SWL 20 t a 20 m, albero telescopico a tribordo SWL 15 t a 16 m. **Attrezzature posatubi:** 5 work stations più una opzionale: tubo rigido: 4 tubi a stringa sul sistema J-lay, SWL 320 t, 3.000 m di profondità massima di posa, diametro massimo 22". Tubo flessibile: via Gutter e 3 tensionatori tracciabili a quattro piste totale SWL 270 t, diametro massimo 17". La stazione di montaggio ha le aperture che permettono il passaggio di pezzi speciali da 4 x 3 x 6 m.

Mezzi navali di perforazione

SAIPEM 12000



Nave di perforazione in acque ultraprofonde a posizionamento dinamico con impianto di perforazione NOV SSGD-5750 e propulsione autonoma. Costruita in Corea dalla Samsung (2010).

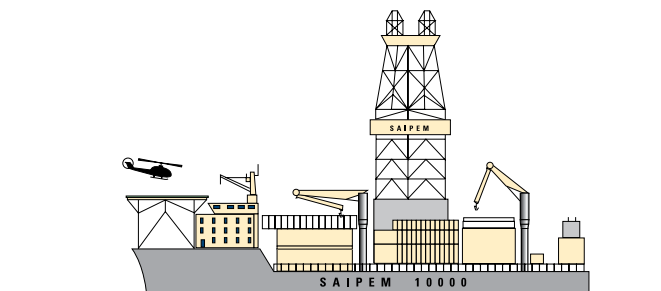
Dimensioni:

Lunghezza totale:	228 m
Larghezza (fuori sezione):	42 m
Altezza di costruzione:	19 m
Immersione operativa:	12 m
Dislocamento:	96.000 t
Carico variabile:	oltre 20.000 t
Capacità di stoccaggio olio:	140.000 bbl

Capacità operative:

Capacità massima di perforazione:	10.000 m
Massima profondità d'acqua:	3.650 m

SAIPEM 10000



Nave di perforazione in acque ultraprofonde a posizionamento dinamico con impianto di perforazione Wirth GH 4500 EG 4200 e propulsione autonoma. Costruita in Corea dalla Samsung (2000).

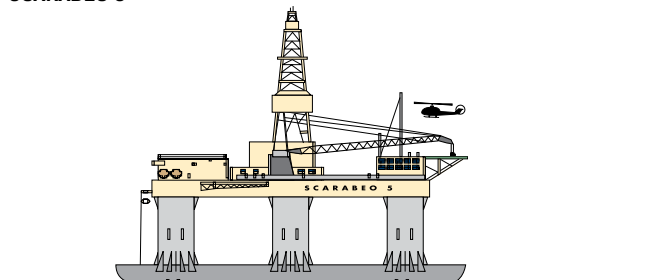
Dimensioni:

Lunghezza totale:	228 m
Larghezza (fuori sezione):	42 m
Altezza di costruzione:	19 m
Immersione operativa:	12 m
Dislocamento:	96.455 t
Carico variabile:	oltre 20.000 t
Capacità di stoccaggio olio:	140.000 bbl

Capacità operative:

Capacità massima di perforazione:	9.200 m
Massima profondità d'acqua:	3.000 m

SCARABEO 5



Piattaforma semisommersibile a propulsione autonoma con impianto di perforazione Emco C3. Costruita in Italia (Genova) dalla Fincantieri (1990).

Dimensioni:

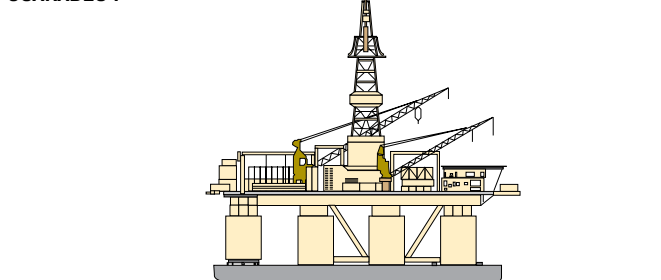
Lunghezza ponte:	111 m
Larghezza del ponte principale:	14,3 m
Altezza del ponte principale:	9,5 m
Lunghezza dello scafo principale:	80,8 m
Larghezza dello scafo principale:	68,8 m
Profondità dello scafo principale:	7,3 m

Capacità operative:

Ormeaggio dinamico assistito:	fino a 900 m w.d.
Posizionamento dinamico:	fino a 2.000 m w.d.
Capacità massima di perforazione:	9.000 m
Massima profondità d'acqua:	2.000 m

4.300 t carico variabile sul ponte in tutte le condizioni, sotto i più rigorosi codici.

SCARABEO 7



Piattaforma semisommersibile a propulsione autonoma con impianto di perforazione Wirth GH 3000 EG. Costruita in Turchia nei Cantieri di Tusla (1999) e perfezionata in Italia (Palermo) dalla Fincantieri (1999).

Dimensioni:

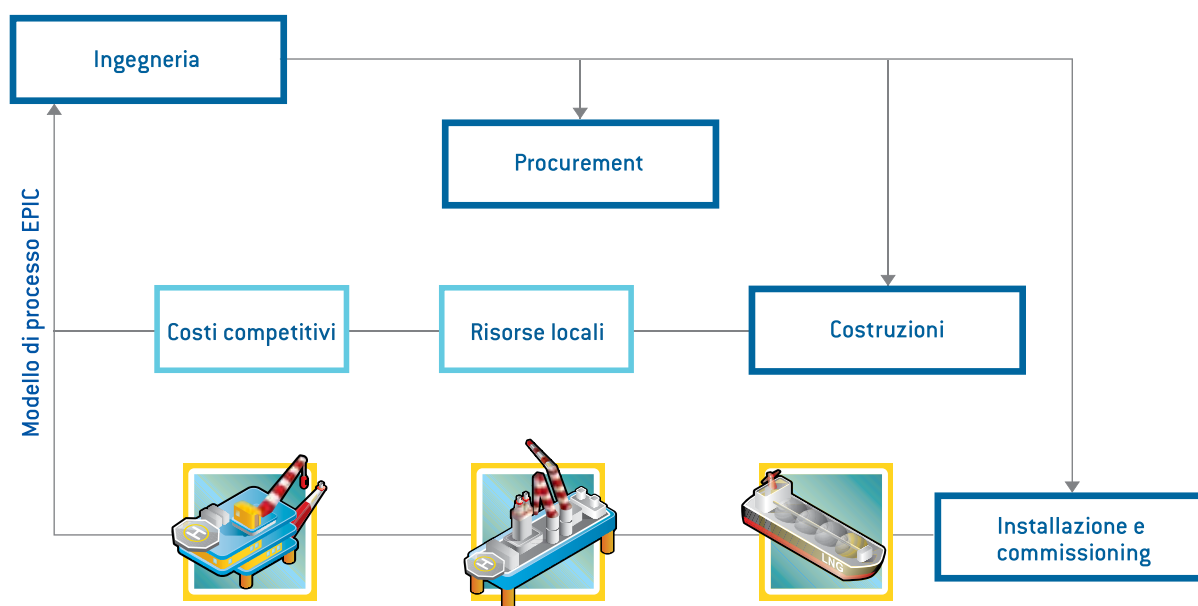
Dislocamento (peso effettivo della nave):	38.100 t
Larghezza del ponte principale:	61,3 m
Lunghezza del ponte principale:	77,5 m
Profondità del ponte principale:	4,5 m
Carico variabile sul ponte:	4.000 t

Capacità operative:

Profondità di perforazione W/5" DP:	25.000 ft
Capacità massima di perforazione:	8.000 m
Massima profondità d'acqua:	1.500 m

Sistema di posizionamento: sistema di ormeaggio delle 8 gambe della piattaforma con motore automatico assistito.

Project management integrato



Principali dati operativi		2008	2009	2010	2011	2012
Condotte posate costruzioni mare	(chilometri)	815	1.000	1.365	1.682	1.435
Condotte posate costruzioni terra	(chilometri)	683	716	385	889	543
Strutture installate costruzioni mare	(tonnellate)	24.835	62.333	46.606	105.033	122.765
Impianti industriali costruzioni terra	(tonnellate)	163.137	76.543	874.428	353.480	261.410
Perforazioni mare	(chilometri)	150	140	130	178	194
Perforazioni terra	(chilometri)	622	719	881	985	953
Pozzi perforati mare	(numero)	50	54	44	64	104
Pozzi perforati terra	(numero)	241	241	279	307	373

Mezzi navali di perforazione mare						
Denominazione	Tipo	Impianto di perforazione	Max profondità d'acqua (m)	Capacità max di perforazione (m)	Altre caratteristiche	
Perro Negro 2	Jack up	Oilwell E 2000	90	6.500	Dotato di eliporto	
Perro Negro 3	Jack up	Ideco E 2100	90	6.000	Dotato di eliporto	
Perro Negro 4	Jack up	National 110 UE	45	5.000	Dotato di eliporto	
Perro Negro 5	Jack up	National 1320 UE	90	6.500	Dotato di eliporto	
Perro Negro 6	Jack up	National SSDG 3000	107	9.150	Dotato di eliporto	
Perro Negro 7	Jack up	National 1625 UE	115	9.150	Dotato di eliporto	
Perro Negro 8	Jack up	NOV SSDG 3000	107	9.100	Dotato di eliporto	
Scarabeo 3	Semisommersibile a propulsione assistita	National 1625 DE	550	7.600	Dotato di eliporto	
Scarabeo 4	Semisommersibile a propulsione assistita	National 1625 DE	550	7.600	Dotato di eliporto	
Scarabeo 5	Semisommersibile a propulsione autonoma	Emco C 3	1.900	8.000	Dotato di eliporto	
Scarabeo 6	Semisommersibile a propulsione autonoma	Oilwell E 3000	500	7.600	Dotato di eliporto	
Scarabeo 7	Semisommersibile a propulsione autonoma	Wirth GH 3000 EG	1.500	8.000	Dotato di eliporto	
Scarabeo 8	Semisommersibile a propulsione autonoma	NOV AHD-500-4600	3.000	10.660	Dotato di eliporto	
Scarabeo 9	Semisommersibile a propulsione autonoma	Aker Maritime Ram Rig	3.650	11.500	Dotato di eliporto	
Saipem 10000	Nave da perforazione a posizionamento dinamico	Wirth GH 4500 EG	3.000	9.200	Capacità di stoccaggio di greggio: 140.000 barili; dotato di eliporto	
Saipem 12000	Nave da perforazione a posizionamento dinamico	NOV SSDG 5750	3.650	10.000	Dotato di eliporto	
Saipem TAD	Tender assisted drilling barge	Bentec 1500 Hp	150	4.877	Dotato di eliporto	

Mezzi navali di costruzione					
Denominazione	Tipo	Tecnica di posa	Capacità di sollevamento/trasporto (t)	Profondità max di posa (m)	Diametro max condotte posate (pollici)
Saipem 7000	Pontone semisommersibile autopropulso a posizionamento dinamico per sollevamento strutture e posa condotte in acque profonde	J	14.000	3.000	32
Saipem FDS	Nave a posizionamento dinamico per sviluppo di giacimenti di idrocarburi in acque profonde, per posa condotte e per sollevamento	J	600	2.100	22
Saipem FDS 2	Nave a posizionamento dinamico per lo sviluppo di giacimenti in acque profonde, per posa condotte e per sollevamento tramite una torre installata sul mezzo stesso	J, S	2.000	3.000	36
Castoro Sei	Pontone posatubi semisommersibile per la posa di condotte di largo diametro	S	300	1.000	60
Castoro Sette	Pontone posatubi semisommersibile per la posa di condotte di largo diametro	S		1.000	60
Castoro Otto	Nave posatubi e per sollevamento strutture	S	2.200	600	60
Saipem 3000	Nave sollevamento autopropulsa, a posizionamento dinamico, idonea per la posa di condotte flessibili in acque profonde e per il sollevamento di strutture		2.200		
Bar Protector	Nave appoggio a posizionamento dinamico per immersioni in alti fondali e per lavori su piattaforme				
Semac 1	Pontone posatubi semisommersibile per la posa di condotte di largo diametro in acque profonde	S	318	600	58
Castoro II	Pontone posatubi e sollevamento strutture	S	1.000		60
Castoro 10	Pontone per interro e posa di condotte in bassi fondali	S		300	60
Castoro 12	Pontone posatubi per shallow-water, idoneo per la posa di condotte per bassissimi fondali	S		1,4	40
S355	Pontone posatubi e sollevamento strutture	S	600		42
Crawler	Nave posatubi e sollevamento strutture	S	540		60
Castoro 16	Pontone per post trenching e back-filling di condotte in bassissimo fondale			1,4	40
Saibos 230	Pontone di lavoro e posatubi, con gru mobile per battitura pali, terminali, piattaforme fisse	S			30
Ersai 1 ^(a)	Bettolina per sollevamento e installazione, con possibilità di lavorare adagiata sul fondo del mare, dotata di due gru cingolate		2.100		
Ersai 2 ^(a)	Pontone con gru fissa per sollevamento di strutture		200		
Ersai 3 ^(a)	Pontone utilizzato come mezzo d'appoggio con magazzino e uffici per 50 persone				
Ersai 4 ^(a)	Pontone utilizzato come mezzo d'appoggio con magazzino e uffici per 150 persone				
Ersai 400 ^(a)	Nave accommodation in grado di ospitare fino a 400 persone, dotata di rifugio in caso di evacuazione per H ₂ S				
Castoro 9	Bettolina da carico in coperta		5.000		
Castoro XI	Bettolina da trasporto carichi pesanti		15.000		
Castoro 14	Bettolina da carico in coperta		10.000		
Castoro 15	Bettolina da carico in coperta		6.200		
S42	Bettolina da carico in coperta		8.000		
S43	Bettolina da carico in coperta				
S44	Bettolina varo piattaforme		30.000		
S45	Bettolina varo piattaforme		20.000		
S46	Bettolina da carico in coperta				
S47	Bettolina da carico in coperta				
S 600	Bettolina da carico leggero in coperta		30.000		
FPSO - Cidade de Vitoria	Nave di produzione/trattamento/stoccaggio e trasbordo con produzione giornaliera di design di 100.000 barili				
FPSO - Gimboa	Nave di produzione/trattamento/stoccaggio e trasbordo con produzione giornaliera di design di 60.000 barili				
Firenze FPSO	Nave di produzione/trattamento/stoccaggio e trasbordo con produzione giornaliera di design di 12.000 barili				

(a) Di proprietà della joint company, a gestione Saipem, ER SAI Caspian Contractor Llc.

Conto economico	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Ricavi della gestione caratteristica		106.978	81.932	96.617	107.690	127.220
Altri ricavi e proventi		696	1.094	967	926	1.546
Totale ricavi		107.674	83.026	97.584	108.616	128.766
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(76.119)	(58.091)	(68.774)	(78.795)	(95.363)
Costo lavoro		(3.747)	(3.928)	(4.428)	(4.404)	(4.658)
Totale costi operativi		(79.866)	(62.019)	(73.202)	(83.199)	(100.021)
Altri proventi e oneri operativi		(124)	55	131	171	(158)
Ammortamenti e svalutazioni		(9.302)	(9.267)	(9.031)	(8.785)	(13.561)
Utile operativo		18.382	11.795	15.482	16.803	15.026
Proventi (oneri) finanziari netti		(661)	(565)	(749)	(1.146)	(1.307)
Proventi netti su partecipazioni		1.346	534	1.112	2.123	2.881
Utile prima delle imposte		19.067	11.764	15.845	17.780	16.600
Imposte sul reddito		(9.269)	(6.258)	(8.581)	(9.903)	(11.659)
<i>Tax rate (%)</i>		48,6	53,2	54,2	55,7	70,2
Utile netto - continuing operations		9.798	5.506	7.264	7.877	4.941
<i>di competenza:</i>						
- azionisti Eni		8.996	4.488	6.252	6.902	4.198
- interessenze di terzi		802	1.018	1.012	975	743
Utile netto - discontinued operations		(240)	(189)	119	(74)	3.732
<i>di competenza:</i>						
- azionisti Eni		(171)	(121)	66	(42)	3.590
- interessenze di terzi		(69)	(68)	53	(32)	142
Utile netto		9.558	5.317	7.383	7.803	8.673
<i>di competenza:</i>						
- azionisti Eni		8.825	4.367	6.318	6.860	7.788
- interessenze di terzi		733	950	1.065	943	885
Utile netto di competenza azionisti Eni - continuing operations		8.996	4.488	6.252	6.902	4.198
Esclusione (utile) perdita di magazzino		723	(191)	(610)	(724)	(23)
Esclusione special item		596	1.024	1.128	760	2.953
<i>di cui:</i>						
- oneri (proventi) non ricorrenti		(21)	250	(246)	69	
- altri special item		617	774	1.374	691	2.953
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations		10.315	5.321	6.770	6.938	7.128
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni - discontinued operations		(151)	(114)	99	31	195
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni		10.164	5.207	6.869	6.969	7.323

Stato patrimoniale	(€ milioni)	31 dic. 2008	31 dic. 2009	31 dic. 2010	31 dic. 2011	31 dic. 2012
Capitale immobilizzato						
Immobili, impianti e macchinari		55.933	59.765	67.404	73.578	63.466
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		1.196	1.736	2.024	2.433	2.538
Attività immateriali		11.019	11.469	11.172	10.950	4.487
Partecipazioni		5.881	6.244	6.090	6.242	9.350
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		1.219	1.261	1.743	1.740	1.457
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(787)	(749)	(970)	(1.576)	(1.142)
		74.461	79.726	87.463	93.367	80.156
Capitale di esercizio netto						
Rimanenze		6.082	5.495	6.589	7.575	8.496
Crediti commerciali		16.444	14.916	17.221	17.709	19.966
Debiti commerciali		(12.590)	(10.078)	(13.111)	(13.436)	(14.993)
Debiti tributari e fondo imposte netto		(5.323)	(1.988)	(2.684)	(3.503)	(3.318)
Fondi per rischi e oneri		(9.506)	(10.319)	(11.792)	(12.735)	(13.603)
Altre attività (passività) di esercizio		(4.544)	(3.968)	(1.286)	281	2.347
		(9.437)	(5.942)	(5.063)	(4.109)	(1.105)
Partecipazioni di circolante		2.741				
Fondi per benefici ai dipendenti		(947)	(944)	(1.032)	(1.039)	(982)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		68	266	479	206	155
CAPITALE INVESTITO NETTO		(66.886)	73.106	81.847	88.425	78.224
Patrimonio netto						
<i>di competenza:</i>						
- azionisti Eni		44.436	46.073	51.206	55.472	59.199
- interessenze di terzi		4.074	3.978	4.522	4.921	3.514
		48.510	50.051	55.728	60.393	62.713
Indebitamento finanziario netto		18.376	23.055	26.119	28.032	15.511
COPERTURE		66.886	73.106	81.847	88.425	78.224

Rendiconto finanziario riclassificato	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Utile netto - continuing operations		9.798	5.506	7.264	7.877	4.941
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
- ammortamenti e altri componenti non monetari		8.312	8.607	8.521	8.606	11.354
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(229)	(226)	(558)	(1.176)	(875)
- dividendi, interessi e imposte		9.024	6.379	8.829	9.918	11.923
Variazione del capitale di esercizio		4.756	(874)	(1.158)	(1.696)	(3.373)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(10.155)	(8.637)	(8.758)	(9.766)	(11.614)
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations		21.506	10.755	14.140	13.763	12.356
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations		295	381	554	619	15
Flusso di cassa netto da attività operativa		21.801	11.136	14.694	14.382	12.371
Investimenti tecnici - continuing operations		(12.935)	(12.216)	(12.450)	(11.909)	(12.761)
Investimenti tecnici - discontinued operations		(1.627)	(1.479)	(1.420)	(1.529)	(756)
Investimenti tecnici		(14.562)	(13.695)	(13.870)	(13.438)	(13.517)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(4.019)	(2.323)	(410)	(360)	(569)
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		979	3.595	1.113	1.912	6.014
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(267)	(295)	228	627	(136)
Free cash flow		3.932	(1.582)	1.755	3.123	4.163
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		911	396	(26)	41	(83)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		980	3.841	2.272	1.104	5.947
Flusso di cassa del capitale proprio		(6.005)	(2.956)	(4.099)	(4.327)	(3.746)
Variazione area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		7	(30)	39	10	(16)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		(175)	(331)	(59)	(49)	6.265

Variazione indebitamento finanziario netto	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Free cash flow		3.932	(1.582)	1.755	3.123	4.163
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(286)		(33)		(2)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite		181			(192)	12.446
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		129	(141)	(687)	(517)	(340)
Flusso di cassa del capitale proprio		(6.005)	(2.956)	(4.099)	(4.327)	(3.746)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(2.049)	(4.679)	(3.064)	(1.913)	12.521

Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Exploration & Production		33.042	23.801	29.497	29.121	35.881
Gas & Power		36.122	29.272	27.806	33.093	36.200
Refining & Marketing		45.017	31.769	43.190	51.219	62.656
Chimica		6.303	4.203	6.141	6.491	6.418
Ingegneria & Costruzioni		9.176	9.664	10.581	11.834	12.771
Altre attività		185	88	105	85	119
Corporate e società finanziarie		1.331	1.280	1.386	1.365	1.369
Effetto eliminazione utili interni ^(a)		75	(66)	100	(54)	(75)
Elisioni di consolidamento		(24.273)	(18.079)	(22.189)	(25.464)	(28.119)
		106.978	81.932	96.617	107.690	127.220

(a) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti al 31 dicembre nel patrimonio dell'impresa acquirente.

Ricavi da terzi	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Exploration & Production		14.125	10.171	12.947	10.677	15.559
Gas & Power		35.085	28.517	26.837	31.749	34.169
Refining & Marketing		43.521	30.804	41.845	48.428	59.690
Chimica		5.905	3.965	5.898	6.202	6.007
Ingegneria & Costruzioni		7.957	8.349	8.779	10.510	11.664
Altre attività		156	64	80	62	79
Corporate e società finanziarie		154	128	131	116	127
Effetto eliminazione utili interni		75	(66)	100	(54)	(75)
		106.978	81.932	96.617	107.690	127.220

Ricavi per area geografica di destinazione	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Italia		41.739	26.655	45.896	31.906	33.998
Resto dell'Unione Europea		29.341	24.331	21.125	35.536	35.578
Resto dell'Europa		7.125	5.213	4.172	7.537	9.940
Africa		12.331	10.174	13.068	11.333	14.681
Americhe		7.218	7.080	6.282	9.612	15.282
Asia		8.916	8.208	5.785	10.258	16.394
Altre aree		308	271	289	1.508	1.347
Totale estero		65.239	55.277	50.721	75.784	93.222
		106.978	81.932	96.617	107.690	127.220

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		58.419	40.093	48.407	60.826	74.767
Costi per servizi		13.137	13.296	14.939	13.551	15.354
Costi per godimento di beni di terzi		2.496	2.505	2.997	3.045	3.434
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri		874	1.025	1.401	527	871
Altri oneri		1.590	1.466	1.252	1.140	1.342
<i>a dedurre:</i>						
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		(397)	(294)	(222)	(294)	(405)
		76.119	58.091	68.774	78.795	95.363

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione	(€ migliaia)	2008	2009	2010	2011	2012
Revisione contabile		27.962	30.748	21.114	22.031	23.042
Servizi di audit		152	276	183	1.113	1.351
Servizi di consulenza fiscale		46	51	166	323	25
Altri servizi		1				3
		28.161	31.075	21.463	23.467	24.421

Costo lavoro	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Salari e stipendi		2.938	3.064	3.299	3.435	3.886
Oneri sociali		612	620	631	675	674
Oneri per benefici ai dipendenti		91	128	154	148	148
Altri costi		257	307	557	334	187
<i>a dedurre:</i>						
incrementi in immobilizzazioni per lavori interni		(151)	(191)	(213)	(188)	(237)
		3.747	3.928	4.428	4.404	4.658

Ammortamenti e svalutazioni	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Exploration & Production		6.678	6.789	6.928	6.251	7.988
Gas & Power		284	435	425	413	405
Refining & Marketing		430	408	333	351	331
Chimica		116	83	83	90	90
Ingegneria & Costruzioni		335	433	513	596	683
Altre attività		4	2	2	2	1
Corporate e società finanziarie		76	83	79	75	65
Effetto eliminazione utili interni		(14)	(17)	(20)	(23)	(25)
Totale ammortamenti		7.909	8.216	8.343	7.755	9.538
Totale svalutazioni		1.393	1.051	688	1.030	4.023
		9.302	9.267	9.031	8.785	13.561

Utile operativo per settore	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Exploration & Production		16.239	9.120	13.866	15.887	18.451
Gas & Power		2.330	1.914	896	(326)	(3.221)
Refining & Marketing		(988)	(102)	149	(273)	(1.303)
Chimica		(845)	(675)	(86)	(424)	(683)
Ingegneria & Costruzioni		1.045	881	1.302	1.422	1.433
Altre attività		(466)	(436)	(1.384)	(427)	(302)
Corporate e società finanziarie		(623)	(420)	(361)	(319)	(345)
Effetto eliminazione utili interni		1.690	1.513	1.100	1.263	996
		18.382	11.795	15.482	16.803	15.026

Non-GAAP measure

Riconduzione dell'utile operativo e dell'utile netto a quelli adjusted

Il management Eni valuta la performance del Gruppo e dei settori di attività sulla base dell'utile operativo e dell'utile netto adjusted 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 (38% per il settore energia e business regolati gas; 27,5% per tutte le altre). L'utile operativo e l'utile netto adjusted non sono previsti né dagli IFRS, né dagli US GAAP. 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, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali.

Di seguito sono descritte le componenti che sono escluse dal calcolo dei risultati adjusted.

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.

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 è classificata tra gli special item la componente valutativa degli 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.

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

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

2008														
(€ milioni)														
							Altre attività ^(a)			Discontinued operations				
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Snam	Elisioni infragruppo	Totale	Continuing operations
Utile operativo	16.239	2.330	(988)	(845)	1.045	(623)	1.700	(466)	125	18.517	(1.700)	1.565	(135)	18.382
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(429)	1.199	166						936				936
Esclusione degli special item														
<i>di cui:</i>														
Oneri (proventi) non ricorrenti			(21)							(21)				(21)
Altri special item:	927	(123)	365	297	(4)	341	30	222		2.055	(30)		(30)	2.025
oneri ambientali		4	76				8	221		309	(8)		(8)	301
svalutazioni	989	1	299	278				5		1.572				1.572
plusvalenze nette su cessione di asset	4	(1)	13	(5)	(4)	(9)	8	(14)		(8)	(8)		(8)	(16)
accantonamenti a fondo rischi								4		4				4
oneri per incentivazione all'esodo	8	6	23	8		28	14	4		91	(14)		(14)	77
componente valutativa dei derivati su commodity	(18)	(74)	(21)			52				(61)				(61)
differenze e derivati su cambi	(56)	(56)	(25)	16						(121)				(121)
altro		(3)				270		2		269				269
Special item dell'utile operativo	927	(123)	344	297	(4)	341	30	222		2.034	(30)		(30)	2.004
Utile operativo adjusted	17.166	1.778	555	(382)	1.041	(282)	1.730	(244)	125	21.487	(1.730)	1.565	(165)	21.322
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	70	3	1	1	1	(577)	21	(39)		(519)	(21)		(21)	(540)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	609	393	174	(9)	49	5	27	4		1.252	(27)		(27)	1.225
Imposte sul reddito ^(b)	(9.983)	(738)	(225)	79	(307)	352	(554)		(49)	(11.425)	554	(121)	433	(10.992)
Tax rate (%)	55,9	33,9	30,8		28,1		31,2			51,4				49,9
Utile netto adjusted	7.862	1.436	505	(311)	784	(502)	1.224	(279)	76	10.795	(1.224)	1.444	220	11.015
<i>di competenza:</i>														
- interessenze di terzi										631			69	700
- azionisti Eni										10.164			151	10.315
Utile netto di competenza azionisti Eni										8.825			171	8.996
Esclusione (utile) perdita di magazzino										723				723
Esclusione special item:										616			(20)	596
- oneri (proventi) non ricorrenti										(21)				(21)
- altri special item										637			(20)	617
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										10.164			151	10.315

(a) Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2009

[€ milioni]

	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività ^(a)		Effetto eliminazione utili interni	Discontinued operations				Continuing operations
							Snam	Altre		Gruppo	Snam	Elisioni infragrupo	Totale	
Utile operativo	9.120	1.914	(102)	(675)	881	(420)	1.773	(436)		12.055	(1.773)	1.513	(260)	11.795
Esclusione (utile) perdita di magazzino		326	(792)	121						(345)				(345)
Esclusione degli special item														
<i>di cui:</i>														
Oneri (proventi) non ricorrenti					250					250				250
Altri special item:	369	(218)	513	113	(11)	78	23	178		1.045	(23)		(23)	1.022
oneri ambientali		7	72					207		298	(12)		(12)	286
svalutazioni	618	27	389	121	2			5		1.162				1.162
plusvalenze nette su cessione di asset	(270)	(1)	(2)		3		(5)	(2)		(277)	5		5	(272)
accantonamenti a fondo rischi		115	17					(4)		128				128
oneri per incentivazione all'esodo	31	9	22	10		38	16	8		134	(16)		(16)	118
componente valutativa dei derivati su commodity	(15)	(292)	39	(3)	(16)					(287)				(287)
differenze e derivati su cambi	5	(83)	(24)	(15)						(117)				(117)
altro						40		(36)		4				4
Special item dell'utile operativo	369	(218)	513	113	239	78	23	178		1.295	(23)		(23)	1.272
Utile operativo adjusted	9.489	2.022	(381)	(441)	1.120	(342)	1.796	(258)		13.005	(1.796)	1.513	(283)	12.722
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(23)	6				(443)	14	12		(434)	(14)		(14)	(448)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	243	297	75		49		35	1		700	(35)		(35)	665
Imposte sul reddito ^(b)	(5.828)	(670)	94	90	(277)	77	(597)		(3)	(7.114)	597	(83)	514	(6.600)
Tax rate (%)	60,0	28,8	..		23,7		32,4			53,6				51,0
Utile netto adjusted	3.881	1.655	(212)	(351)	892	(708)	1.248	(245)	(3)	6.157	(1.248)	1.430	182	6.339
<i>di competenza:</i>														
- interessenze di terzi										950			68	1.018
- azionisti Eni										5.207			114	5.321
Utile netto di competenza azionisti Eni										4.367			121	4.488
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(191)				(191)
Esclusione special item:										1.031			(7)	1.024
- oneri (proventi) non ricorrenti										250				250
- altri special item										781			(7)	774
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										5.207			114	5.321

(a) Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2010														
(€ milioni)														
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività ^(a)		Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Discontinued operations		Continuing operations	
							Snam	Altre			Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
Utile operativo	13.866	896	149	(86)	1.302	(361)	2.000	(1.384)	(271)	16.111	(2.000)	1.371	(629)	15.482
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(659)	(105)						(881)				(881)
Esclusione degli special item														
<i>di cui:</i>														
Oneri (proventi) non ricorrenti		(270)			24					(246)				(246)
Altri special item:	32	759	329	95		96	46	1.179		2.536	(46)		(46)	2.490
oneri ambientali	30	16	169				9	1.145		1.369	(9)		(9)	1.360
svalutazioni	127	426	76	52	3		10	8		702	(10)		(10)	692
plusvalenze nette su cessione di asset	(241)		(16)		5		4			(248)	(4)		(4)	(252)
accantonamenti a fondo rischi		78	2			8		7		95				95
oneri per incentivazione all'esodo	97	52	113	26	14	88	23	10		423	(23)		(23)	400
componente valutativa dei derivati su commodity		30	(10)		(22)					(2)				(2)
differenze e derivati su cambi	14	195	(10)	17						216				216
altro	5	(38)	5					9		(19)				(19)
Special item dell'utile operativo	32	489	329	95	24	96	46	1.179		2.290	(46)		(46)	2.244
Utile operativo adjusted	13.898	1.268	(181)	(96)	1.326	(265)	2.046	(205)	(271)	17.520	(2.046)	1.371	(675)	16.845
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(205)	34			33	(783)	22	(9)		(908)	(22)		(22)	(930)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	274	362	92	1	10		44	(2)		781	(44)		(44)	737
Imposte sul reddito ^(b)	(8.358)	(397)	33	22	(375)	181	(667)		102	(9.459)	667	(78)	589	(8.870)
Tax rate (%)	59,8	23,9	..		27,4		31,6			54,4				53,3
Utile netto adjusted	5.609	1.267	(56)	(73)	994	(867)	1.445	(216)	(169)	7.934	(1.445)	1.293	(152)	7.782
<i>di competenza:</i>														
- interessenze di terzi										1.065			(53)	1.012
- azionisti Eni										6.869			(99)	6.770
Utile netto di competenza azionisti Eni										6.318			(66)	6.252
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(610)				(610)
Esclusione special item:										1.161			(33)	1.128
- oneri (proventi) non ricorrenti										(246)				(246)
- altri special item										1.407			(33)	1.374
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										6.869			(99)	6.770

(a) Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2011

[€ milioni]

	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività ^(a)		Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Discontinued operations		Continuing operations	
							Snam	Altre			Snam	Elisioni infragruppo	Totale	
Utile operativo	15.887	(326)	(273)	(424)	1.422	(319)	2.084	(427)	(189)	17.435	(2.084)	1.452	(632)	16.803
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(166)	(907)	(40)						(1.113)				(1.113)
Esclusione degli special item														
<i>di cui:</i>														
Oneri (proventi) non ricorrenti				10				59		69				69
Altri special item:	188	245	641	181	21	53	27	142		1.498	(27)		(27)	1.471
oneri ambientali			34	1			10	141		186	(10)		(10)	176
svalutazioni	190	154	488	160	35		(9)	4		1.022	9		9	1.031
plusvalenze nette su cessione di asset	(63)		10		4	(1)	(4)	(7)		(61)	4		4	(57)
accantonamenti a fondo rischi		77	8			(6)		9		88				88
oneri per incentivazione all'esodo	44	34	81	17	10	9	6	8		209	(6)		(6)	203
componente valutativa dei derivati su commodity	1	45	(3)		(28)					15				15
differenze e derivati su cambi	(2)	(82)	(4)	3						(85)				(85)
altro	18	17	27			51	24	(13)		124	(24)		(24)	100
Special item dell'utile operativo	188	245	641	191	21	53	27	201		1.567	(27)		(27)	1.540
Utile operativo adjusted	16.075	(247)	(539)	(273)	1.443	(266)	2.111	(226)	(189)	17.889	(2.111)	1.452	(659)	17.230
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(231)	43				(876)	19	5		(1.040)	(19)		(19)	(1.059)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	624	363	99		95	1	44	(3)		1.223	(44)		(44)	1.179
Imposte sul reddito ^(b)	(9.603)	93	176	67	(440)	388	(918)	(1)	78	(10.160)	918	(195)	723	(9.437)
Tax rate (%)	58,3		28,6		42,2			56,2				54,4
Utile netto adjusted	6.865	252	(264)	(206)	1.098	(753)	1.256	(225)	(111)	7.912	(1.256)	1.257	1	7.913
<i>di competenza:</i>														
- interessenze di terzi										943			32	975
- azionisti Eni										6.969			(31)	6.938
Utile netto di competenza azionisti Eni										6.860			42	6.902
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(724)				(724)
Esclusione special item:										833			(73)	760
- oneri (proventi) non ricorrenti										69				69
- altri special item										764			(73)	691
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										6.969			(31)	6.938

(a) Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

2012														
(€ milioni)														
	Exploration & Production	Gas & Power ^(a)	Refining & Marketing	Chimica	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Altre attività ^(a)		Effetto eliminazione utili interni	Gruppo	Discontinued operations		Continuing operations	
							Snam	Altre			Snam	Elisioni infragrupo	Totale	
Utile operativo	18.451	(3.221)	(1.303)	(683)	1.433	(345)	1.676	(302)	208	15.914	(1.676)	788	(888)	15.026
Esclusione (utile) perdita di magazzino		163	(29)	63					(214)	(17)				(17)
Esclusione degli special item:														
oneri ambientali		(2)	40				71	25		134	(71)		(71)	63
svalutazioni	550	2.494	846	112	25			2		4.029				4.029
plusvalenze nette su cessione di asset	(542)	(3)	5	1	3		(22)	(12)		(570)	22		22	(548)
accantonamenti a fondo rischi	7	831	49	18		5		35		945				945
oneri per incentivazione all'esodo	6	5	19	14	7	11	2	2		66	(2)		(2)	64
componente valutativa dei derivati su commodity	1			1	(3)					(1)				(1)
differenze e derivati su cambi	(9)	(51)	(8)	(11)						(79)				(79)
altro	54	138	53					26		271				271
Special item dell'utile operativo	67	3.412	1.004	135	32	16	51	78		4.795	(51)		(51)	4.744
Utile operativo adjusted	18.518	354	(328)	(485)	1.465	(329)	1.727	(224)	(6)	20.692	(1.727)	788	(939)	19.753
Proventi (oneri) finanziari netti ^(b)	(248)	31	(4)	(1)		(861)	(51)	(22)		(1.156)	51		51	(1.105)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(b)	436	261	63	2	55	99	38	(1)		953	(38)		(38)	915
Imposte sul reddito ^(b)	(11.281)	(173)	90	89	(411)	115	(712)		2	(12.281)	712	(123)	589	(11.692)
Tax rate (%)	60,3	26,8	..		27,0		41,5			59,9				59,8
Utile netto adjusted	7.425	473	(179)	(395)	1.109	(976)	1.002	(247)	(4)	8.208	(1.002)	665	(337)	7.871
<i>di competenza:</i>														
- interessenze di terzi										885			(142)	743
- azionisti Eni										7.323			(195)	7.128
Utile netto di competenza azionisti Eni										7.788			(3.590)	4.198
Esclusione (utile) perdita di magazzino										(23)				(23)
Esclusione special item										(442)			3.395	2.953
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni										7.323			(195)	7.128

(a) Per effetto del piano di dismissione, i risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

(b) Escludono gli special item.

Dettaglio degli special item ^(a)	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Oneri (proventi) non ricorrenti		(21)	250	(246)	69	
di cui: onere transazione TSKJ			250			
sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust, regolatori e altre		(21)		(246)	69	
Altri special item:		2.055	1.045	2.536	1.498	4.795
- oneri ambientali		309	298	1.369	186	134
- svalutazioni		1.572	1.162	702	1.022	4.029
- plusvalenze nette su cessione di asset		(8)	(277)	(248)	(61)	(570)
- accantonamenti a fondo rischi		4	128	95	88	945
- oneri per incentivazione all'esodo		91	134	423	209	66
- componente valutativa dei derivati su commodity		(61)	(287)	(2)	15	(1)
- differenze e derivati su cambi		(121)	(117)	216	(85)	(79)
- altro		269	4	(19)	124	271
Special item dell'utile operativo		2.034	1.295	2.290	1.567	4.795
Oneri (proventi) finanziari		121	117	(181)	89	202
di cui:						
Riclassifica rischio cambio commodity		121	117	(216)	85	79
Oneri (proventi) su partecipazioni		(239)	179	(324)	(883)	(5.408)
di cui:						
plusvalenza da cessione		(217)		(332)	(1.118)	(2.354)
di cui: trasporto internazionale					(1.044)	
Galp						(311)
Snam						(2.019)
Padana Energia				(169)		
GreenStream				(93)		
GTT (Gaztransport et Technigaz SAS)		(185)				
plusvalenza da rivalutazione di partecipazioni						(3.151)
di cui: Galp						(1.700)
Snam						(1.451)
svalutazioni			179	28	191	156
Imposte sul reddito		(1.402)	(560)	(624)	60	(31)
di cui:						
effetti ex DL n. 112 del 25 giugno 2008		(270)				
effetti ex legge Finanziaria 2008		(290)				
adeguamento fiscalità differita Libia		(173)				
svalutazione imposte anticipate E&P			72			
svalutazione imposte anticipate imprese italiane						803
adeguamento fiscalità differite su PSA					552	
linearizzazione effetto fiscale dividendi intercompany e altro		(46)	(219)	29	29	147
fiscalità su special item		(623)	(413)	(653)	(521)	(981)
Totale special item dell'utile netto		514	1.031	1.161	833	(442)
di competenza:						
- interessenze di terzi		(102)				
- azionisti Eni		616	1.031	1.161	833	(442)

(a) Includono le discontinued operations.

Utile operativo adjusted per settore	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Exploration & Production		17.166	9.489	13.898	16.075	18.518
Gas & Power		1.778	2.022	1.268	(247)	354
Refining & Marketing		555	(381)	(181)	(539)	(328)
Chimica		(382)	(441)	(96)	(273)	(485)
Ingegneria & Costruzioni		1.041	1.120	1.326	1.443	1.465
Altre attività		(244)	(258)	(205)	(226)	(224)
Corporate e società finanziarie		(282)	(342)	(265)	(266)	(329)
Effetto eliminazione utili interni		1.690	1.513	1.100	1.263	782
		21.322	12.722	16.845	17.230	19.753

Utile netto adjusted per settore	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Exploration & Production		7.862	3.881	5.609	6.865	7.425
Gas & Power		1.436	1.655	1.267	252	473
Refining & Marketing		505	(212)	(56)	(264)	(179)
Chimica		(311)	(351)	(73)	(206)	(395)
Ingegneria & Costruzioni		784	892	994	1.098	1.109
Altre attività		(279)	(245)	(216)	(225)	(247)
Corporate e società finanziarie		(502)	(708)	(867)	(753)	(976)
Effetto eliminazione utili interni		1.520	1.427	1.124	1.146	661
		11.015	6.339	7.782	7.913	7.871
<i>di cui:</i>						
Utile netto adjusted di terzi azionisti		700	1.018	1.012	975	743
Utile netto adjusted di competenza Eni		10.315	5.321	6.770	6.938	7.128

Proventi (oneri) finanziari netti	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Proventi su partecipazioni		241	163			
Differenze attive (passive) nette di cambio		206	(106)	92	(111)	131
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto e altro		(667)	(614)	(634)	(809)	(1.038)
Proventi netti su titoli strumentali all'attività operativa		21	3	10	9	9
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(233)	(197)	(236)	(235)	(308)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati		(427)	(6)	(131)	(112)	(251)
a dedurre:						
oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		198	192	150	112	150
		(661)	(565)	(749)	(1.146)	(1.307)
di cui proventi su crediti strumentali all'attività operativa e su crediti di imposta		78	40	64	67	61

Proventi (oneri) netti su partecipazioni	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Rivalutazioni di partecipazioni		734	655	673	634	526
Svalutazioni di partecipazioni		(105)	(241)	(149)	(106)	(233)
Plusvalenze da cessioni		218	16	332	1.121	349
Minusvalenze da cessioni		(1)				
Dividendi		510	164	264	659	431
Accantonamento al fondo copertura perdite		(16)	(59)	(31)	(28)	(15)
Altri proventi (oneri) netti		6	(1)	23	(157)	1.823
		1.346	534	1.112	2.123	2.881

Immobilizzazioni materiali	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Immobilizzazioni materiali lorde						
Exploration & Production		64.338	71.189	85.494	96.561	103.369
Gas & Power		4.623	4.750	4.155	4.206	4.373
Refining & Marketing		12.899	13.378	14.177	14.884	15.744
Chimica		5.036	5.174	5.226	5.438	5.589
Ingegneria & Costruzioni		7.702	9.163	10.714	11.809	12.621
Altre attività - Snam (*)		16.106	17.290	18.355	19.449	
Altre attività		1.550	1.592	1.614	1.617	1.617
Corporate e società finanziarie		391	373	372	422	470
Effetto eliminazione utili interni		(355)	(343)	(495)	(523)	(486)
		112.290	122.566	139.612	153.863	143.297
Immobilizzazioni materiali nette						
Exploration & Production		32.355	34.462	40.521	45.527	47.533
Gas & Power		3.314	3.235	2.614	2.501	2.412
Refining & Marketing		4.496	4.397	4.766	4.758	4.439
Chimica		912	853	990	960	928
Ingegneria & Costruzioni		5.154	6.305	7.422	7.969	8.213
Altre attività - Snam (*)		9.724	10.543	11.262	12.016	
Altre attività		83	79	78	76	76
Corporate e società finanziarie		212	179	171	196	227
Effetto eliminazione utili interni		(317)	(288)	(420)	(425)	(362)
		55.933	59.765	67.404	73.578	63.466

(*) Le attività materiali Snam sono state riclassificate dal settore Gas & Power.

Investimenti tecnici per settore	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Exploration & Production		9.281	9.486	9.690	9.435	10.307
Gas & Power		431	207	265	192	225
Refining & Marketing		965	635	711	866	842
Chimica		212	145	251	216	172
Ingegneria & Costruzioni		2.027	1.630	1.552	1.090	1.011
Altre attività		52	44	22	10	14
Corporate e società finanziarie		95	57	109	128	152
Effetto eliminazione utili interni		(128)	12	(150)	(28)	38
Investimenti tecnici - continuing operations		12.935	12.216	12.450	11.909	12.761
Investimenti tecnici - discontinued operations		1.627	1.479	1.420	1.529	756
Investimenti tecnici		14.562	13.695	13.870	13.438	13.517
Investimenti in partecipazioni		4.305	2.323	410	360	569
Investimenti		18.867	16.018	14.280	13.798	14.086

Investimenti tecnici per area geografica di localizzazione	(€ milioni)	2008	2009	2010	2011	2012
Italia		2.047	1.719	1.624	2.058	2.130
Resto dell'Unione Europea		1.660	1.454	1.710	1.337	1.255
Resto dell'Europa		582	574	724	1.174	1.630
Africa		5.153	4.645	5.083	4.369	4.725
Americhe		1.240	1.207	1.156	978	1.184
Asia		1.777	2.033	1.941	1.608	1.663
Altre aree		476	584	212	385	174
Totale estero		10.888	10.497	10.826	9.851	10.631
Investimenti tecnici - continuing operations		12.935	12.216	12.450	11.909	12.761
Investimenti tecnici - discontinued operations		1.627	1.479	1.420	1.529	756
Investimenti tecnici		14.562	13.695	13.870	13.438	13.517

Indebitamento finanziario netto		(€ milioni)			
	Debiti finanziari e obbligazioni	Disponibilità liquide ed equivalenti	Titoli non strumentali all'attività operativa	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	Totale
2008					
Breve termine	6.908	(1.939)	(185)	(337)	4.447
Lungo termine	13.929				13.929
	20.837	(1.939)	(185)	(337)	18.376
2009					
Breve termine	6.736	(1.608)	(64)	(73)	4.991
Lungo termine	18.064				18.064
	24.800	(1.608)	(64)	(73)	23.055
2010					
Breve termine	7.478	(1.549)	(109)	(6)	5.814
Lungo termine	20.305				20.305
	27.783	(1.549)	(109)	(6)	26.119
2011					
Breve termine	6.495	(1.500)	(37)	(28)	4.930
Lungo termine	23.102				23.102
	29.597	(1.500)	(37)	(28)	28.032
2012					
Breve termine	5.184	(7.765)	(34)	(1.153)	(3.768)
Lungo termine	19.279				19.279
	24.463	(7.765)	(34)	(1.153)	15.511

Personale

Personale a fine periodo	(unità)	2008	2009	2010	2011	2012
Exploration & Production	Italia	4.054	3.883	3.906	3.797	3.933
	Eestero	6.182	6.388	6.370	6.628	7.371
		10.236	10.271	10.276	10.425	11.304
Gas & Power ^(a)	Italia	2.649	2.585	2.479	2.310	2.126
	Eestero	2.663	2.562	2.593	2.485	2.626
		5.312	5.147	5.072	4.795	4.752
Refining & Marketing	Italia	6.609	6.467	6.162	5.790	5.505
	Eestero	1.718	1.699	1.860	1.801	1.620
		8.327	8.166	8.022	7.591	7.125
Chimica	Italia	5.224	5.045	4.903	4.750	4.606
	Eestero	1.050	1.023	1.069	1.054	1.062
		6.274	6.068	5.972	5.804	5.668
Ingegneria & Costruzioni	Italia	5.420	5.174	4.915	5.197	5.186
	Eestero	30.209	30.795	33.911	33.364	38.201
		35.629	35.969	38.826	38.561	43.387
Altre attività	Italia	1.070	968	939	880	871
	Eestero	-	-	-	-	-
		1.070	968	939	880	871
Corporate e società finanziarie	Italia	4.717	4.706	4.497	4.334	4.577
	Eestero	149	166	164	184	154
		4.866	4.872	4.661	4.518	4.731
Totale occupazione a fine periodo	Italia	36.123	35.085	27.801	27.058	26.804
	Eestero	41.971	42.633	45.967	45.516	51.034
		71.714	71.461	73.768	72.574	77.838
di cui dirigenti		1.471	1.438	1.454	1.468	1.474

[a] A seguito della dismissione della partecipazione di controllo in Snam e del deconsolidamento della partecipazione a partire dal 2012, il personale della divisione Gas & Power si riferisce alle attività Mercato e Trasporto Internazionale. Per omogeneità i periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati.

Informazioni supplementari sulle attività di esplorazione e produzione

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 U.S. 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 2012 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 111 \$/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 2012 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton² hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2012 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 33% delle riserve Eni al 31 dicembre 2012³.

Nel triennio 2010-2012 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2012 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono Bouri e Bu Attifel (Libia) e M'Boundi (Congo).

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 55%, il 49% e il 47% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2010, 2011 e 2012. 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%, l'1% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2010, 2011 e 2012. 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 0,8% e l'1,1% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2010, 2011 e 2012; (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 idrocarburi, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2010, 2011 e 2012.

[1] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.

[2] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2012".

[3] Include le riserve delle società in joint venture e collegate.

Riserve certe di idrocarburi		(milioni di boe)							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2009	703	590	1.922	1.141	1.221	236	263	133	6.209
<i>di cui: sviluppate</i>	490	432	1.266	799	614	139	168	122	4.030
<i>non sviluppate</i>	213	158	656	342	607	97	95	11	2.179
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	97	34	353	116	(56)	104	13		661
Miglioramenti di recupero assistito			1	1					2
Estensioni e nuove scoperte		57	39	22		1	2	4	125
Produzione	(67)	(80)	(218)	(145)	(39)	(46)	(48)	(10)	(653)
Cessioni	(9)		(1)	(2)					(12)
Riserve al 31 dicembre 2010	724	601	2.096	1.133	1.126	295	230	127	6.332
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2009			15	22		309	16		362
<i>di cui: sviluppate</i>			12	5		44	13		74
<i>non sviluppate</i>			3	17		265	3		288
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			9	1		10	(1)		19
Miglioramenti di recupero assistito							12		12
Estensioni e nuove scoperte			1	6			120		127
Produzione			(2)	(1)		(2)	(4)		(9)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2010			23	28		317	143		511
Riserve al 31 dicembre 2010	724	601	2.119	1.161	1.126	612	373	127	6.843
Sviluppate	554	405	1.237	817	543	182	167	117	4.022
consolidate	554	405	1.215	812	543	139	141	117	3.926
joint venture e collegate			22	5		43	26		96
Non sviluppate	170	196	882	344	583	430	206	10	2.821
consolidate	170	196	881	321	583	156	89	10	2.406
joint venture e collegate			1	23		274	117		415

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2009 e 2010 comprendono rispettivamente 21.766 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Riserve certe di idrocarburi		(milioni di boe)							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2010	724	601	2.096	1.133	1.126	295	230	127	6.332
<i>di cui: sviluppate</i>	554	405	1.215	812	543	139	141	117	3.926
<i>non sviluppate</i>	170	196	881	321	583	156	89	10	2.406
Acquisizioni	2								2
Revisioni di precedenti stime	48	94	88	12	(137)	(26)	10	17	106
Miglioramenti di recupero assistito		2	2	2					6
Estensioni e nuove scoperte	1	13	3	14			40		71
Produzione	(68)	(78)	(158)	(133)	(39)	(39)	(42)	(11)	(568)
Cessioni		(2)		(7)					(9)
Riserve al 31 dicembre 2011	707	630	2.031	1.021	950	230	238	133	5.940
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2010			23	28		317	143		511
<i>di cui: sviluppate</i>			22	5		43	26		96
<i>non sviluppate</i>			1	23		274	117		415
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				37		73	13		123
Miglioramenti di recupero assistito							1		1
Estensioni e nuove scoperte				19		268	233		520
Produzione			(2)	(1)		(2)	(4)		(9)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011			21	83		656	386		1.146
Riserve al 31 dicembre 2011	707	630	2.052	1.104	950	886	624	133	7.086
Sviluppate									
consolidate	540	374	1.175	742	482	129	162	112	3.716
joint venture e collegate			19	4		5	26		54
Non sviluppate	167	256	858	358	468	752	436	21	3.316
consolidate	167	256	856	279	468	101	76	21	2.224
joint venture e collegate			2	79		651	360		1.092

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2010 e 2011 comprendono rispettivamente 21.728 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Riserve certe di idrocarburi		(milioni di boe)							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2011	707	630	2.031	1.021	950	230	238	133	5.940
<i>di cui: sviluppate</i>	540	374	1.175	742	482	129	162	112	3.716
<i>non sviluppate</i>	167	256	856	279	468	101	76	21	2.224
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	24	20	67	82	91	(5)	34	8	321
Miglioramenti di recupero assistito		1	20	7					28
Estensioni e nuove scoperte	4	6	10	86	85		9		200
Produzione	(69)	(66)	(213)	(126)	(37)	(41)	(45)	(13)	(610)
Cessioni	(142)			(22)	(48)				(212)
Riserve al 31 dicembre 2012	524	591	1.915	1.048	1.041	184	236	128	5.667
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2011			21	83		656	386		1.146
<i>di cui: sviluppate</i>			19	4		5	26		54
<i>non sviluppate</i>			2	79		651	360		1.092
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime						8	247		255
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1	3		10	135		149
Produzione			(2)	(1)		(6)	(4)		(13)
Cessioni				(4)			(34)		(38)
Riserve al 31 dicembre 2012			20	81		668	730		1.499
Riserve al 31 dicembre 2012	524	591	1.935	1.129	1.041	852	966	128	7.166
Sviluppate	406	349	1.100	716	458	190	190	107	3.516
consolidate	406	349	1.080	716	458	108	170	107	3.394
joint venture e collegate			20			82	20		122
Non sviluppate	118	242	835	413	583	662	776	21	3.650
consolidate	118	242	835	332	583	76	66	21	2.273
joint venture e collegate				81		586	710		1.377

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2011 comprendono 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Riserve certe di petrolio		(milioni di barili)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2009	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377
<i>di cui: sviluppate</i>	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001
<i>non sviluppate</i>	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	38	17	178	75	(37)	62	2		335
Miglioramenti di recupero assistito			1	1					2
Estensioni e nuove scoperte		25	13	22			1		61
Produzione	(23)	(44)	(108)	(116)	(24)	(17)	(22)	(3)	(357)
Cessioni			(1)	(2)					(3)
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2009			13	7		50	16		86
<i>di cui: sviluppate</i>			10	4		7	13		34
<i>non sviluppate</i>			3	3		43	3		52
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			8			(6)	(2)		
Miglioramenti di recupero assistito							12		12
Estensioni e nuove scoperte							117		117
Produzione			(2)	(1)			(4)		(7)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2010			19	6		44	139		208
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	997	756	788	183	273	29	3.623
Sviluppate									
consolidate	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
joint venture e collegate			18	4		5	25		52
Non sviluppate									
consolidate	65	142	323	219	537	139	186	9	1.620
joint venture e collegate			1	2		39	114		156

Riserve certe di petrolio		(milioni di barili)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2010	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
di cui: <i>sviluppate</i>	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
non sviluppate	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	34	58	10	14	(112)	(20)	1		(15)
Miglioramenti di recupero assistito		2	2	2					6
Estensioni e nuove scoperte		9	2	11			17		39
Produzione	(23)	(44)	(75)	(100)	(23)	(13)	(20)	(4)	(302)
Cessioni		(2)		(7)					(9)
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2010			19	6		44	139		208
di cui: <i>sviluppate</i>			18	4		5	25		52
non sviluppate			1	2		39	114		156
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				11		6	11		28
Miglioramenti di recupero assistito							1		1
Estensioni e nuove scoperte				6		60	4		70
Produzione			(2)	(1)			(4)		(7)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011			17	22		110	151		300
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	934	692	653	216	283	25	3.434
Sviluppate									
consolidate	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
joint venture e collegate			16	4			25		45
Non sviluppate	75	177	296	205	438	182	166		1.539
consolidate	75	177	295	187	438	72	40		1.284
joint venture e collegate			1	18		110	126		255

Riserve certe di petrolio		(milioni di barili)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
<i>di cui: sviluppate</i>	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
<i>non sviluppate</i>	75	177	295	187	438	72	40		1.284
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	(9)	10	55	26	62	(9)	40	6	181
Miglioramenti di recupero assistito		1	20	7					28
Estensioni e nuove scoperte		3	10	65			8		86
Produzione	(23)	(35)	(98)	(90)	(22)	(15)	(26)	(7)	(316)
Cessioni				(6)	(23)				(29)
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2011			17	22		110	151		300
<i>di cui: sviluppate</i>			16	4			25		45
<i>non sviluppate</i>			1	18		110	126		255
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)		2			1
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1			3			4
Produzione			(1)	(1)		(1)	(4)		(7)
Cessioni				(4)			(28)		(32)
Riserve al 31 dicembre 2012			17	16		114	119		266
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	921	688	670	196	273	24	3.350
Sviluppate									
consolidate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
joint venture e collegate			17			8	19		44
Non sviluppate									
consolidate	62	171	320	232	467	147	145		1.544
joint venture e collegate				16		106	100		222

Riserve certe di gas naturale		(milioni di metri cubi)							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2009	76.556	39.066	166.907	60.219	60.571	23.062	17.807	16.280	460.468
<i>di cui: sviluppate</i>	56.643	34.853	98.724	41.430	52.651	15.269	14.317	15.991	329.878
<i>non sviluppate</i>	19.913	4.213	68.183	18.789	7.920	7.793	3.490	289	130.590
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	6.626	1.359	22.016	4.572	(5.059)	5.983	1.160	(512)	36.145
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	3	5.016	4.135			116	138	614	10.022
Produzione	(6.958)	(5.782)	(17.232)	(4.551)	(2.449)	(4.497)	(4.095)	(989)	(46.553)
Cessioni	(1.350)		(59)	(1)			(8)		(1.418)
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2009			419	2.417		42.111	44		44.991
<i>di cui: sviluppate</i>			314	142		6.133	35		6.624
<i>non sviluppate</i>			105	2.275		35.978	9		38.367
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			180	(26)		1.217	69		1.440
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			157	957			515		1.629
Produzione			(60)	(9)		(298)	(1)		(368)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2010			696	3.339		43.030	627		47.692
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	176.463	63.578	53.063	67.694	15.629	15.393	506.356
Sviluppate	58.379	31.220	88.416	43.991	45.893	21.907	12.384	15.268	317.458
consolidate	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
joint venture e collegate			627	107		6.051	173		6.958
Non sviluppate	16.498	8.439	88.047	19.587	7.170	45.787	3.245	125	188.898
consolidate	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
joint venture e collegate			69	3.232		36.979	454		40.734

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2009 e 2010 comprendono rispettivamente 21.766 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Riserve certe di gas naturale		(milioni di metri cubi)							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2010	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
<i>di cui: sviluppate</i>	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
<i>non sviluppate</i>	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
Acquisizioni	257								257
Revisioni di precedenti stime	2.253	5.655	12.353	(320)	(4.034)	(1.079)	1.447	2.720	18.995
Miglioramenti di recupero assistito		93							93
Estensioni e nuove scoperte	102	522	260	510			3.702		5.096
Produzione	(6.969)	(5.555)	(13.077)	(5.232)	(2.387)	(4.180)	(3.452)	(1.010)	(41.862)
Cessioni		(14)		(11)					(25)
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2010			696	3.339		43.030	627		47.692
<i>di cui: sviluppate</i>			627	107		6.051	173		6.958
<i>non sviluppate</i>			69	3.232		36.979	454		40.734
Acquisizioni		54							54
Revisioni di precedenti stime			(64)	4.168		10.531	304		14.939
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				2.093		32.585	36.086		70.764
Produzione		(4)	(64)	(20)		(266)	(2)		(356)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2011		50	568	9.580		85.880	37.015		133.093
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.410	175.871	64.766	46.642	105.285	53.714	17.103	574.311
Sviluppate	55.989	28.159	87.427	40.807	41.917	15.623	11.124	13.909	294.955
consolidate	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
joint venture e collegate		3	498	108		665	237		1.511
Non sviluppate	14.531	12.251	88.444	23.959	4.725	89.662	42.590	3.194	279.356
consolidate	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
joint venture e collegate		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582

[a] Le riserve certe al 31 dicembre 2010 e 2011 comprendono rispettivamente 21.728 e 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Riserve certe di gas naturale		(milioni di metri cubi)							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
<i>di cui: sviluppate</i>	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
<i>non sviluppate</i>	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	4.353	1.272	4	8.038	4.006	515	(1.171)	139	17.156
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	685	436	23	3.188	13.290	48	119		17.789
Produzione	(7.204)	(4.751)	(17.912)	(5.537)	(2.298)	(4.043)	(2.938)	(1.045)	(45.728)
Cessioni	(22.153)			(2.534)	(3.939)				(28.626)
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2011		50	568	9.580		85.880	37.015		133.093
<i>di cui: sviluppate</i>		3	498	108		665	237		1.511
<i>non sviluppate</i>		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(43)	(53)	95		33	37.950		37.982
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				477		1.082	20.917		22.476
Produzione		(5)	(55)	(46)		(812)	(5)		(923)
Cessioni				(99)			(871)		(970)
Riserve al 31 dicembre 2012		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.319	157.878	68.348	57.701	102.108	107.715	16.197	593.467
Sviluppate	37.512	26.186	77.473	40.477	39.686	21.926	9.617	13.003	265.880
consolidate	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
joint venture e collegate		2	460			11.388	164		12.014
Non sviluppate	8.689	11.133	80.405	27.871	18.015	80.182	98.098	3.194	327.587
consolidate	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
joint venture e collegate				10.007		74.795	94.842		179.644

(a) Le riserve certe al 31 dicembre 2011 comprendono 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione idrocarburi ^(a) (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	2.725	3.006	2.094	5.314	324	34	1.139	69	14.705
- vendite a terzi		263	6.604	1.696	890	1.429	562	289	11.733
Totale ricavi	2.725	3.269	8.698	7.010	1.214	1.463	1.701	358	26.438
Costi operativi	(278)	(555)	(593)	(902)	(184)	(150)	(292)	(69)	(3.023)
Imposte sulla produzione	(184)		(300)	(700)		(37)			(1.221)
Costi di ricerca	(35)	(116)	(85)	(465)	(6)	(263)	(204)	(25)	(1.199)
Ammortamenti e svalutazioni ^(b)	(621)	(615)	(1.063)	(1.739)	(84)	(696)	(872)	(84)	(5.774)
Altri (oneri) proventi	(560)	254	(392)	(219)	(161)	(138)	(45)	(25)	(1.286)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.047	2.237	6.265	2.985	779	179	288	155	13.935
Imposte sul risultato	(382)	(1.296)	(4.037)	(1.962)	(291)	(119)	(154)	(36)	(8.277)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate ^(c)	665	941	2.228	1.023	488	60	134	119	5.658
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			16	65		69	206		356
Totale ricavi			16	65		69	206		356
Costi operativi			(16)	(9)		(7)	(9)		(41)
Imposte sulla produzione			(3)				(69)		(72)
Costi di ricerca			(4)	(2)		(4)	(35)		(45)
Ammortamenti e svalutazioni			(4)	(26)		(25)	(17)		(72)
Altri (oneri) proventi			6	12		(10)	(67)		(59)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi			(5)	40		23	9		67
Imposte sul risultato			4	(20)		(17)	(33)		(66)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate ^(c)			(1)	20		6	(24)		1

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

[b] Include svalutazioni di attività per €123 milioni.

[c] L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato una riduzione del risultato delle società consolidate pari a €385 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione pari a €5 milioni.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione idrocarburi (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.583	3.695	1.956	5.945	411	178	1.634	93	17.495
- vendite a terzi		514	5.090	1.937	1.268	1.233	132	344	10.518
Totale ricavi	3.583	4.209	7.046	7.882	1.679	1.411	1.766	437	28.013
Costi operativi	(284)	(566)	(483)	(830)	(171)	(183)	(364)	(88)	(2.969)
Imposte sulla produzione	(245)		(165)	(853)		(37)			(1.300)
Costi di ricerca	(38)	(113)	(128)	(509)	(6)	(177)	(136)	(58)	(1.165)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(606)	(704)	(843)	(1.435)	(112)	(486)	(901)	(103)	(5.190)
Altri (oneri) proventi	(562)	142	(508)	(314)	(160)	(151)	125	8	(1.420)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.848	2.968	4.919	3.941	1.230	377	490	196	15.969
Imposte sul risultato	(761)	(2.043)	(3.013)	(2.680)	(413)	(157)	(184)	(120)	(9.371)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	1.087	925	1.906	1.261	817	220	306	76	6.598
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	19	93		89	262		465
Totale ricavi		2	19	93		89	262		465
Costi operativi			(11)	(10)		(9)	(17)		(47)
Imposte sulla produzione		(1)	(4)				(113)		(118)
Costi di ricerca		(6)		(5)		(8)	(9)		(28)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)	(24)		(23)	(21)		(69)
Altri (oneri) proventi		(4)	6	11		(20)	(51)		(58)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(9)	9	65		29	51		145
Imposte sul risultato			(4)	(35)		(32)	(4)		(75)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(9)	5	30		(3)	47		70

(a) Include svalutazioni di attività per €189 milioni.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €118 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €20 milioni.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione idrocarburi (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.712	3.177	2.338	6.040	459	425	1.614	425	18.190
- vendite a terzi	50	715	9.129	2.243	1.368	1.387	106	333	15.331
Totale ricavi	3.762	3.892	11.467	8.283	1.827	1.812	1.720	758	33.521
Costi operativi	(302)	(655)	(606)	(913)	(188)	(209)	(361)	(134)	(3.368)
Imposte sulla produzione	(307)		(390)	(818)		(43)			(1.558)
Costi di ricerca	(32)	(154)	(153)	(993)	(3)	(230)	(147)	(123)	(1.835)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(779)	(683)	(1.137)	(1.750)	(120)	(720)	(1.256)	(167)	(6.612)
Altri (oneri) proventi	(202)	(120)	(937)	(447)	206	(151)	74	(42)	(1.619)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.140	2.280	8.244	3.362	1.722	459	30	292	18.529
Imposte sul risultato	(918)	(1.524)	(5.194)	(2.508)	(736)	(176)	(14)	(164)	(11.234)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	1.222	756	3.050	854	986	283	16	128	7.295
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	20	44		144	300		510
Totale ricavi		2	20	44		144	300		510
Costi operativi			(10)	(5)		(14)	(20)		(49)
Imposte sulla produzione		(1)	(3)			(4)	(128)		(136)
Costi di ricerca		(5)	(2)	(11)		(4)			(22)
Ammortamenti e svalutazioni		(50)	(2)	(13)		(41)	(35)		(141)
Altri (oneri) proventi		(7)	2	(48)		(6)	(55)		(114)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(61)	5	(33)		75	62		48
Imposte sul risultato			(3)	4		(36)	(38)		(73)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(61)	2	(29)		39	24		(25)

(a) Include svalutazioni di attività per €547 milioni.

(b) L'applicazione del "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €189 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione di €2 milioni.

Costi capitalizzati ^(a)		(€ milioni)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2011									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	11.356	11.481	15.519	19.539	2.523	6.136	8.976	1.889	77.419
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	325	582	2.893	40	1.543	1.409	204	7.027
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	285	34	1.442	923	85	41	61	13	2.884
Immobilizzazioni in corso	956	1.778	2.755	898	5.333	136	1.029		12.885
Costi capitalizzati lordi	12.628	13.618	20.298	24.253	7.981	7.856	11.475	2.106	100.215
Fondi ammortamento e svalutazione	(8.633)	(8.582)	(9.750)	(13.069)	(906)	(5.411)	(6.806)	(650)	(53.807)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^{(b) (c)}	3.995	5.036	10.548	11.184	7.075	2.445	4.669	1.456	46.408
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		2	80	240		698	330		1.350
Attività relative a riserve probabili e possibili		44				271			315
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			8			6	3		17
Immobilizzazioni in corso		2	1	1.011		185	223		1.422
Costi capitalizzati lordi		48	89	1.251		1.160	556		3.104
Fondi ammortamento e svalutazione		(2)	(74)	(131)		(388)	(89)		(684)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^{(b) (c)}		46	15	1.120		772	467		2.420
2012									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	12.579	12.428	16.240	20.875	2.451	6.477	10.018	1.894	82.962
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	324	411	3.047	39	1.467	1.249	200	6.768
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	267	39	1.421	961	75	78	59	12	2.912
Immobilizzazioni in corso	732	3.347	3.181	974	5.746	358	876	1	15.215
Costi capitalizzati lordi	13.609	16.138	21.253	25.857	8.311	8.380	12.202	2.107	107.857
Fondi ammortamento e svalutazione	(9.364)	(9.346)	(10.671)	(14.225)	(928)	(6.002)	(7.879)	(832)	(59.247)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^{(b) (c)}	4.245	6.792	10.582	11.632	7.383	2.378	4.323	1.275	48.610
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		1	83	52		964	322		1.422
Attività relative a riserve probabili e possibili		54				279			333
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			6	3		16
Immobilizzazioni in corso		22	1	1.052		114	200		1.389
Costi capitalizzati lordi		77	91	1.104		1.363	525		3.160
Fondi ammortamento e svalutazione		(55)	(72)			(421)	(111)		(659)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^{(b) (c)}		22	19	1.104		942	414		2.501

(a) I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione.

(b) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €614 milioni nel 2011 e per €672 milioni nel 2012 per le società consolidate e per €11 milioni nel 2011 e €24 milioni nel 2012 per le società in joint venture e collegate.

(c) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione del "Successfull Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti delle società consolidate pari a €3.608 milioni nel 2011 e €4.071 milioni nel 2012 e per le società in joint venture e collegate pari a €101 milioni nel 2011 e €74 milioni nel 2012.

Costi sostenuti ^(a)		(€ milioni)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	34	114	84	406	6	223	119	26	1.012
Costi di sviluppo ^(b)	579	890	2.674	1.909	1.031	359	1.309	160	8.911
Totale costi sostenuti società consolidate	613	1.004	2.758	2.315	1.037	582	1.428	186	9.923
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca			4	2		4	35		45
Costi di sviluppo ^(c)			7	200		46	114		367
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			11	202		50	149		412
2011									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			57	697					754
Costi di ricerca	38	100	128	482	6	156	60	240	1.210
Costi di sviluppo ^(b)	815	1.921	1.487	1.698	935	385	971	70	8.282
Totale costi sostenuti società consolidate	853	2.021	1.672	2.877	941	541	1.031	310	10.246
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		5		5		8	9		27
Costi di sviluppo ^(c)		2	3	659		68	154		886
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		7	3	664		76	163		913
2012									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe			14	27			2		43
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	32	151	153	1.142	3	193	80	96	1.850
Costi di sviluppo ^(b)	1.045	2.485	1.441	2.246	762	702	1.071	16	9.768
Totale costi sostenuti società consolidate	1.077	2.636	1.608	3.415	765	895	1.153	112	11.661
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		13	2	11		4			30
Costi di sviluppo ^(c)		19	7	117		188	154		485
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		32	9	128		192	154		515

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

(b) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per €269 milioni nel 2010, per €918 milioni nel 2011 e per €1.381 milioni nel 2012.

(c) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per -€3 milioni nel 2010, per €15 milioni nel 2011 e per €63 milioni nel 2012.

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. 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 netti di cassa futuri attualizzati (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2010									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	30.047	27.973	86.728	45.790	41.053	9.701	8.546	3.846	253.684
Costi futuri di produzione	(4.865)	(7.201)	(12.896)	(13.605)	(6.686)	(3.201)	(2.250)	(611)	(51.315)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.499)	(6.491)	(8.827)	(5.310)	(5.192)	(3.489)	(1.713)	(221)	(35.742)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	20.683	14.281	65.005	26.875	29.175	3.011	4.583	3.014	166.627
Imposte sul reddito future	(6.289)	(9.562)	(37.108)	(14.468)	(7.213)	(872)	(910)	(805)	(77.227)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	14.394	4.719	27.897	12.407	21.962	2.139	3.673	2.209	89.400
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.224)	(1.608)	(13.117)	(3.884)	(14.829)	(419)	(1.392)	(850)	(43.323)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	7.170	3.111	14.780	8.523	7.133	1.720	2.281	1.359	46.077
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			498	750		2.893	7.363		11.504
Costi futuri di produzione			(251)	(98)		(972)	(2.676)		(3.997)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(35)	(128)		(879)	(1.188)		(2.230)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			212	524		1.042	3.499		5.277
Imposte sul reddito future			(2)	(69)		(338)	(2.145)		(2.554)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			210	455		704	1.354		2.723
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(113)	(160)		(515)	(852)		(1.640)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			97	295		189	502		1.083
Totale	7.170	3.111	14.877	8.818	7.133	1.909	2.783	1.359	47.160
31 dicembre 2011									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	38.200	37.974	109.825	59.263	50.443	10.403	11.980	5.185	323.273
Costi futuri di produzione	(5.740)	(7.666)	(17.627)	(15.191)	(7.845)	(3.852)	(2.687)	(813)	(61.421)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.712)	(7.059)	(9.639)	(5.734)	(3.705)	(2.842)	(1.836)	(224)	(35.751)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	27.748	23.249	82.559	38.338	38.893	3.709	7.457	4.148	226.101
Imposte sul reddito future	(9.000)	(15.912)	(46.676)	(23.075)	(9.866)	(1.124)	(2.474)	(1.254)	(109.381)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	18.748	7.337	35.883	15.263	29.027	2.585	4.983	2.894	116.720
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(9.692)	(2.572)	(16.191)	(4.833)	(17.599)	(559)	(1.914)	(1.122)	(54.482)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	9.056	4.765	19.692	10.430	11.428	2.026	3.069	1.772	62.238
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		21	649	1.866		6.141	15.067		23.744
Costi futuri di produzione		(5)	(259)	(471)		(1.540)	(4.598)		(6.873)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(2)	(36)	(147)		(1.247)	(1.754)		(3.186)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		14	354	1.248		3.354	8.715		13.685
Imposte sul reddito future		(3)	(3)	(189)		(824)	(5.368)		(6.387)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		11	351	1.059		2.530	3.347		7.298
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(183)	(475)		(1.825)	(2.155)		(4.638)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		11	168	584		705	1.192		2.660
Totale	9.056	4.776	19.860	11.014	11.428	2.731	4.261	1.772	64.898

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2012									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	30.308	38.912	108.343	56.978	53.504	7.881	11.008	4.957	311.891
Costi futuri di produzione	(5.900)	(8.190)	(18.555)	(14.844)	(9.561)	(2.854)	(2.520)	(921)	(63.345)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.652)	(7.511)	(8.412)	(6.873)	(3.802)	(1.974)	(1.502)	(197)	(33.923)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	20.756	23.211	81.376	35.261	40.141	3.053	6.986	3.839	214.623
Imposte sul reddito future	(6.911)	(15.063)	(44.256)	(21.348)	(10.293)	(903)	(2.906)	(1.181)	(102.861)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	13.845	8.148	37.120	13.913	29.848	2.150	4.080	2.658	111.762
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.519)	(2.630)	(16.539)	(4.976)	(17.943)	(496)	(1.337)	(1.030)	(50.470)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	8.326	5.518	20.581	8.937	11.905	1.654	2.743	1.628	61.292
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		1	658	3.594		6.689	18.132		29.074
Costi futuri di produzione			(203)	(576)		(2.216)	(5.003)		(7.998)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(1)	(17)	(101)		(1.061)	(2.563)		(3.743)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			438	2.917		3.412	10.566		17.333
Imposte sul reddito future			(36)	(1.291)		(795)	(5.729)		(7.851)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			402	1.626		2.617	4.837		9.482
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(206)	(962)		(1.747)	(3.621)		(6.536)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			196	664		870	1.216		2.946
Totale	8.326	5.518	20.777	9.601	11.905	2.524	3.959	1.628	64.238

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati (€ milioni)			
	Società consolidate	Società in jointventure e collegate	Totale
Valore al 31 dicembre 2009	31.500	257	31.757
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(22.194)	(243)	(22.437)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	24.415	406	24.821
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.926	1.409	3.335
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.464)	(386)	(6.850)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.520	368	8.888
- revisioni delle quantità stimate	12.600	143	12.743
- effetto dell'attualizzazione	6.519	53	6.572
- variazione netta delle imposte sul reddito	(11.802)	(1.115)	(12.917)
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(177)		(177)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	1.234	191	1.425
Saldo aumenti (diminuzioni)	14.577	826	15.403
Valore al 31 dicembre 2010	46.077	1.083	47.160
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(23.744)	(300)	(24.044)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	40.961	442	41.403
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.580	2.457	4.037
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.890)	(392)	(4.282)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.301	866	8.167
- revisioni delle quantità stimate	1.337	(87)	1.250
- effetto dell'attualizzazione	8.640	235	8.875
- variazione netta delle imposte sul reddito	(17.067)	(1.678)	(18.745)
- acquisizioni di riserve	37	10	47
- cessioni di riserve	(146)		(146)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	1.152	24	1.176
Saldo aumenti (diminuzioni)	16.161	1.577	17.738
Valore al 31 dicembre 2011	62.238	2.660	64.898
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(28.595)	(325)	(28.920)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	2.264	(56)	2.208
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	4.868	812	5.680
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.802)	(357)	(4.159)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.199	409	8.608
- revisioni delle quantità stimate	3.725	824	4.549
- effetto dell'attualizzazione	12.527	477	13.004
- variazione netta delle imposte sul reddito	2.207	(830)	1.377
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(1.509)	(615)	(2.124)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(830)	(53)	(883)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(946)	286	(660)
Valore al 31 dicembre 2012	61.292	2.946	64.238

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

[€ milioni]	2010				2011				2012						
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.			
Ricavi	24.429	22.426	22.162	27.600	96.617	28.408	24.118	25.516	29.648	107.690	33.140	30.063	31.494	32.523	127.220
Utile operativo:	4.750	4.135	3.855	2.742	15.482	5.583	3.604	4.241	3.375	16.803	6.537	2.780	4.072	1.637	15.026
Exploration & Production	3.297	3.401	3.369	3.799	13.866	4.106	3.693	3.919	4.169	15.887	5.090	4.453	4.361	4.547	18.451
Gas & Power	798	114	(53)	37	896	358	(317)	(170)	(197)	(326)	916	(1.558)	(764)	(1.815)	(3.221)
Refining & Marketing	105	255	(65)	(146)	149	303	73	32	(681)	(273)	111	(789)	454	(1.079)	(1.303)
Chimica	36	17	24	(163)	(86)	108	(113)	(122)	(297)	(424)	(96)	(134)	(130)	(323)	(683)
Ingegneria & Costruzioni	291	334	327	350	1.302	354	366	304	398	1.422	376	364	387	306	1.433
Altre attività	(60)	(115)	(58)	(1.151)	(1.384)	(27)	(138)	(79)	(183)	(427)	(39)	(107)	(48)	(108)	(302)
Corporate e società finanziarie	(70)	(82)	(47)	(162)	(361)	(112)	(76)	(85)	(46)	(319)	(84)	(103)	(69)	(89)	(345)
Effetto eliminazione degli utili interni e altre elisioni	353	211	358	178	1.100	493	116	442	212	1.263	263	654	(119)	198	996
Utile netto	2.235	1.803	1.658	556	6.252	2.614	1.197	1.775	1.316	6.902	3.544	156	2.462	(1.964)	4.198
Investimenti tecnici	2.512	4.034	2.511	3.393	12.450	2.615	3.343	2.568	3.383	11.909	2.632	3.015	3.224	3.890	12.761
Investimenti in partecipazioni	39	76	186	109	410	41	87	92	140	360	245	61	207	56	569
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	21.052	23.342	25.261	26.119	26.119	24.951	25.978	28.273	28.032	28.032	27.426	26.909	19.617	15.511	15.511

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

(b) In conformità alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 5, i risultati dei Business regolati Italia gestiti da Snam e oggetto di cessione come sancito nel Decreto Liberalizzazioni 1/2012, convertito in Legge il 14 marzo 2012, sono stati rappresentati a partire dal 1° luglio 2012 come "discontinued operations". I periodi contabili di confronto sono stati oggetto di re-statement per omogeneità.

Dati di scenario ^(a)

	2010				2011				2012						
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.			
Prezzo medio del greggio Brent dated ^(a)	76,24	78,30	76,86	86,48	79,47	104,97	117,36	113,46	109,31	111,27	118,49	108,19	109,61	110,02	111,58
Cambio medio EUR/USD ^(b)	1,384	1,273	1,291	1,359	1,327	1,367	1,439	1,413	1,348	1,392	1,311	1,281	1,250	1,297	1,285
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	55,09	61,51	59,54	63,64	59,89	76,79	81,56	80,30	81,09	79,94	90,38	84,46	87,69	84,83	86,83
Margini europei medi di raffinazione ^(c)	2,40	3,39	2,09	2,74	2,66	1,74	1,09	2,87	2,52	2,06	2,92	5,89	7,96	2,54	4,83
Margini di raffinazione Brent/Ural ^(c)	3,20	4,56	2,48	3,78	3,47	3,35	2,20	2,92	3,13	2,90	3,26	6,31	7,35	2,83	4,94
Margini europei medi di raffinazione in euro	1,74	2,66	1,62	2,02	2,00	1,27	0,76	2,03	1,87	1,48	2,23	4,60	6,37	1,96	3,76
Prezzo gas NBP ^(d)	5,61	5,68	6,68	8,29	6,56	9,09	9,36	8,74	8,92	9,03	9,34	9,09	9,00	10,49	9,48
Euribor - a tre mesi [%]	0,6	0,7	0,9	1,0	0,8	1,1	1,4	1,6	1,5	1,4	1,0	0,7	0,4	0,2	0,6
Libor - dollaro a tre mesi [%]	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,3	0,5	0,5	0,4	0,3	0,4

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

(b) Fonte BCE.

(c) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

(d) In USD per milioni di btu. Fonte Platt's Oilgram.

Principali dati operativi

	2010				2011				2012					
	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.	I trim.	II trim.	III trim.	IV trim.		
Produzione giornaliera di petrolio (mgl bbls)	1.011	980	948	1.049	997	899	793	896	845	867	856	891	912	882
Produzione giornaliera di gas naturale (mln mc)	131	122	119	142	129	123	110	123	116	127	124	129	130	127
Produzione giornaliera di idrocarburi (mgl boe)	1.842	1.758	1.705	1.954	1.815	1.684	1.489	1.678	1.581	1.683	1.647	1.718	1.747	1.701
<i>Italia</i>	182	185	182	182	183	186	172	193	186	188	186	187	195	189
<i>Resto d'Europa</i>	243	208	200	236	222	224	221	203	216	206	172	162	172	178
<i>Africa Settentrionale</i>	589	583	549	688	602	505	384	367	438	570	569	593	610	586
<i>Africa Sub-Sahariana</i>	402	388	407	403	400	375	356	381	369	335	332	387	324	345
<i>Kazakhstan</i>	121	107	85	117	108	117	106	105	106	111	106	90	99	102
<i>Resto dell'Asia</i>	122	123	125	155	131	120	104	121	112	111	127	128	149	129
<i>America</i>	159	139	128	145	143	131	122	121	126	119	119	135	166	135
<i>Australia e Oceania</i>	24	25	29	28	26	26	24	38	28	43	36	36	32	37
Produzione venduta (mln boe)	158,6	154,1	151,7	173,6	638,0	145,7	129,1	130,0	548,5	149,2	144,6	150,5	154,4	598,7
Vendite di gas naturale a terzi (mld mc)	26,51	15,62	14,95	24,38	81,46	27,87	17,33	14,59	81,02	26,12	16,38	16,56	21,91	80,97
Autoconsumo di gas naturale	1,54	1,53	1,56	1,56	6,19	1,65	1,53	1,41	6,21	1,77	1,57	1,58	1,51	6,43
Vendite a terzi e autoconsumo	28,05	17,15	16,51	25,94	87,65	29,52	18,86	16,00	87,23	27,89	17,95	18,14	23,42	87,40
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)	2,46	2,04	2,09	2,82	9,41	2,81	2,14	1,96	9,53	2,72	2,20	1,34	1,66	7,92
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale	30,51	19,19	18,60	28,76	97,06	32,33	21,00	17,96	96,76	30,61	20,15	19,48	25,08	95,32
Vendite di energia elettrica (TWh)	9,00	9,61	10,70	10,23	39,54	9,68	9,66	9,55	40,28	12,29	9,62	10,54	10,13	42,58
Vendite di prodotti petroliferi: (mln ton)	10,87	11,77	12,01	12,15	46,80	10,34	11,03	13,16	45,02	10,01	12,73	13,25	12,34	48,33
<i>Rete Italia</i>	2,01	2,17	2,28	2,17	8,63	1,94	2,14	2,23	8,36	1,81	1,98	2,24	1,80	7,83
<i>Extrarrete Italia</i>	2,04	2,33	2,50	2,58	9,45	2,19	2,22	2,47	9,36	2,06	2,18	2,20	2,18	8,62
<i>Rete Resto d'Europa</i>	0,67	0,77	0,91	0,75	3,10	0,70	0,76	0,80	3,01	0,72	0,76	0,81	0,75	3,04
<i>Extrarrete Resto d'Europa</i>	0,86	0,97	1,06	0,99	3,88	0,81	0,97	1,08	3,84	0,89	1,03	1,05	0,99	3,96
<i>Extrarrete altro estero</i>	0,09	0,11	0,11	0,11	0,42	0,10	0,11	0,11	0,43	0,10	0,11	0,10	0,11	0,42
<i>Altre vendite</i>	5,20	5,42	5,15	5,55	21,32	4,60	4,83	6,47	20,02	4,43	6,67	6,85	6,51	24,46

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 5.800.000 btu		5.492 ft ³ gas
1 barile/g	(bbl/g)	~50 t/anno				
1 metro cubo	(m ³)	1.000 l petrolio	6,43 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	0,00643 bbl	35.314,67 btu		35.315 ft ³ gas
1.000 piedi cubi	(ft ³)	27,637 l petrolio	0,1742 bbl	1.000.000 btu	27,317 m ³ gas	0,02386 tep
1.000.000 british thermal unit	(btu)	27,4 l petrolio	0,17 bbl	0,027 m ³ petrolio	28,3 m ³ gas	1.000 ft ³ gas
1 tonnellata di GNL	(tGNL)	1,2 tep	8,9 bbl	52.000.000 btu		52.000 ft ³ gas

Energia elettrica

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

(a) l petrolio: litri di petrolio.

Fattori di conversione delle masse

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

Fattori di conversione delle lunghezze

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

Fattori di conversione dei volumi

	piede cubo (ft ³)	barile (bbl)	litro (l)	metro cubo (m ³)
ft ³	1	0	28,32	0,02832
bbl	5,615	1	159	0,158984
l	0,035311	0,0063	1	0,001
m ³	35,3107	6,2898	10 ³	1

Abbreviazioni

/a	anno	GWh	gigawattora
bbbl	barili	km	chilometri
bbbl/g	barili/giorno	mc	metri cubi
boe	barili di petrolio equivalente	mgI	migliaia
boe/g	barili di petrolio equivalente/giorno	mld	miliardi
EPC	Engineering Procurement Construction	mln	milioni
EPIC	Engineering Procurement Installation Construction	n.	numero
Feed	Front end engineering design	NGL	Natural Gas Liquids
FPSO	Floating Production Storage and Offloading system	PCA	Production Concession Agreement
/g	giorno	PMC	Project Management Consultant
GNL	gas naturale liquefatto	ppm	parti per milione
GPL	gas di petrolio liquefatto	PSA	Production Sharing Agreement
		tep	tonnellate di petrolio equivalente
		ton	tonnellate
		TWh	terawattora

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 2012:

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

Publicazioni

Relazione Finanziaria Annuale redatta

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

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 2012 (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

ADRs/Depositary

BNY Mellon Shareowner Services

PO Box 358516

Pittsburgh, PA 15252-8516

shrrelations@bnymellon.com

Contatti:

- Institutional Investors/Broker Desk:

UK: Mark Lewis - Tel. +44 (0) 20 7964 6089;

mark.lewis@bnymellon.com

USA: Ravi Davis - Tel. +1 212 815 4245;

ravi.davis@bnymellon.com

Hong Kong: Joe Oakenfold - Tel. +852 2840 9717;

joe.oakenfold@bnymellon.com

- Retail Investors:

Domestic Toll-free - Tel. 1-866-433-0354

International Callers - Tel. +1.201.680.6825

Copertina: Inarea - Roma

Impaginazione e supervisione: Korus - Roma

Stampa: Tipografia Facciotti Srl - Roma - Italia

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

eni conferma la sua presenza nei principali indici di sostenibilità



eni.com



00130