

Fact Book 2011

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, Congo, Costa d'Avorio, Egitto, Gabon, Ghana, Guinea Equatoriale, Libia, Mali, Marocco, Mauritania, Mozambico, Nigeria, Repubblica Democratica del Congo, Togo, Tunisia

ASIA E OCEANIA

Arabia Saudita, Australia, Azerbaijan, Cina, Emirati Arabi Uniti, Filippine, India, Indonesia, Iran, Iraq, Kazakistan, Kuwait, Malaysia, 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, Repubblica Dominicana, Stati Uniti, Suriname, Trinidad & Tobago, Venezuela



Fact Book 2011

Fact Book 2011

Sommario

- 4** Eni nel 2011
- 5** La strategia Eni
- 11** Come operiamo
- 15** Exploration & Production
- 43** Gas & Power
- 56** Refining & Marketing
- 66** Petrolchimica
- 70** Ingegneria & Costruzioni

Tavole

- 76** Dati Economico-Finanziari
- 89** Personale
- 90** Informazioni supplementari sulle attività di esplorazione e produzione
- 110** 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 2011

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 2011 Eni ha conseguito l'utile netto adjusted di €6,97 miliardi, in crescita dell'1,5% rispetto al 2010 grazie all'eccellente performance del settore Exploration & Production, sostenuta dalla ripresa del prezzo del petrolio che ha assorbito sia gli effetti dell'interruzione della produzione in Libia sia la contrazione dei risultati dei business gas, raffinazione e petrolchimica a causa della recessione economica.

La remunerazione del capitale investito (ROACE) adjusted è stata del 9,9%. Il cash flow (flusso di cassa netto da attività operativa) di €14,38 miliardi, unitamente agli incassi di disinvestimenti di €1,9 miliardi, ha assorbito parte dei fabbisogni finanziari connessi agli investimenti a sostegno della crescita organica e dell'esplorazione di €13,8 miliardi e alla remunerazione degli azionisti.

A fine esercizio il leverage è pari a 0,46 (0,47 al 31 dicembre 2010).

Per il 2011, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di proporre all'Assemblea degli azionisti la distribuzione del dividendo di €1,04 per azione.

Nel corso del 2011 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 sesto anno consecutivo l'indice di frequenza infortuni mostra un miglioramento sia per i dipendenti (-22%) sia per i contrattisti (-15,9%).

Nel 2011 il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile netto adjusted di €6,87 miliardi, in aumento del 22,6% rispetto al 2010. La produzione è stata di 1,581 milioni di barili/giorno evidenziando una flessione del 12,9% rispetto al 2010, penalizzata dal blocco delle attività in Libia. Le riserve certe

a fine 2011 si attestano a 7,09 miliardi di barili con un tasso di rimpiazzo all sources del 142%, che raggiunge il 159% a prezzi costanti, corrispondenti a una vita utile residua di 12,3 anni al 31 dicembre 2011 (10,3 anni nel 2010).

Il settore Gas & Power ha registrato utili in calo del 39,8% rispetto al 2010, con un utile netto adjusted di €1,54 miliardi. La negativa performance dell'attività Mercato (-€1.28 miliardi l'utile operativo adjusted) è stata influenzata dalla domanda debole che ha visto una contrazione del 6% sul mercato Italia, forte pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta che ha depresso i margini unitari e ridotto le opportunità di vendita, nonché dall'indisponibilità del gas libico che ha causato sia il peggioramento del mix di acquisto sia minori vendite agli importatori. Le vendite in Italia hanno registrato una sostanziale tenuta (+1,1%) nonostante il calo della domanda gas Italia. In aumento di circa l'8% le vendite nei mercati europei target.

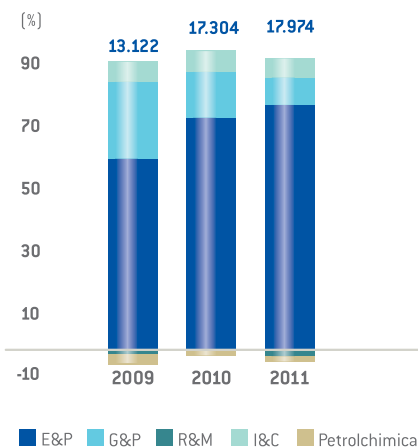
Il settore Refining & Marketing ha registrato un ampliamento della perdita netta adjusted rispetto all'anno precedente a -€262 milioni. L'attività di raffinazione è stata penalizzata dal persistere dello scenario negativo caratterizzato da eccesso di capacità, domanda debole ed elevati costi della carica petrolifera e dell'energia con il risultato di margini non remunerativi. Il Marketing ha ottenuto risultati in calo che, ancorché positivi, hanno risentito del calo della domanda in un quadro congiunturale recessivo e dell'elevata pressione competitiva. Nonostante il calo delle vendite rete in Italia (-3%) la quota di mercato del 30,5%, in aumento rispetto al 2010, è stata difesa grazie ad azioni commerciali e alla forza del brand Eni.

Il settore Ingegneria & Costruzioni ha conseguito l'utile netto adjusted di €1,1 miliardi e un flusso di commesse acquisite che ha consentito di mantenere il portafoglio ordini al livello record di oltre €20 miliardi.

La Petrolchimica ha registrato una perdita netta adjusted di €208 milioni a causa della flessione del margine del cracker e dei ridotti volumi di vendita in particolare delle produzioni commodity. I business di nicchia degli elastomeri e degli stirenici hanno continuato a migliorare la redditività grazie all'elevato contenuto tecnologico.

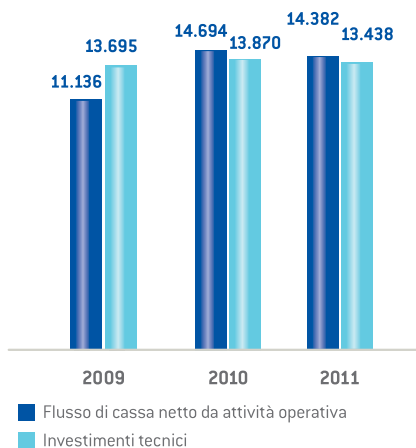
Utile operativo adjusted

(€ milioni)



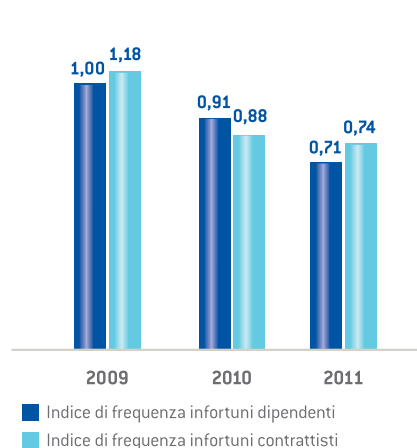
Flusso di cassa netto da attività operativa e investimenti tecnici

(€ milioni)



Indice di frequenza infortuni

(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000



La strategia Eni

L'industria oil&gas si confronta con uno scenario complesso caratterizzato dal rallentamento della ripresa economica mondiale, in particolare nell'area euro, e dalla volatilità dei mercati delle commodity energetiche. Nel medio/lungo termine, le principali sfide saranno rappresentate dalla concorrenza da parte di nuovi player nell'accesso alle riserve, dalle normative sempre più stringenti in tema di tutela dell'equilibrio climatico e dell'ambiente, dal peso crescente delle fonti rinnovabili e delle risorse "unconventional" nel soddisfacimento del fabbisogno energetico.

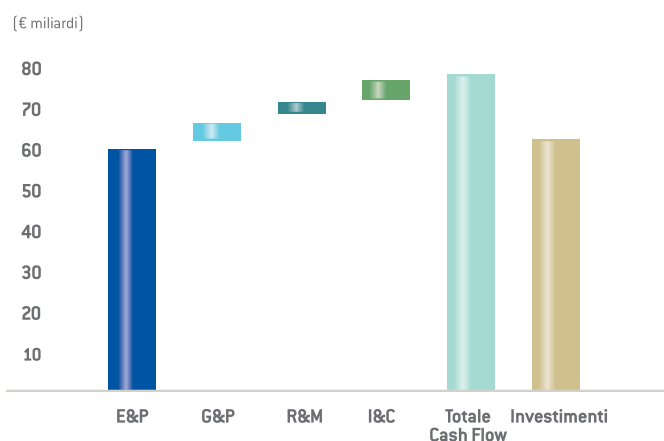
In tale contesto, Eni conferma la strategia di crescita e l'adozione di un modello di business sostenibile fondato su innovazione, eccellenza, inclusione, integrazione, responsabilità e cooperazione in un quadro di regole di governance chiare e rigorose.

La gestione sostenibile del business contribuisce oltre che al conseguimento delle performance industriali, alla mitigazione e alla gestione dei rischi di natura politica, finanziaria e operativa, rafforzando negli anni la posizione di partner credibile e affidabile, in grado di cogliere le nuove opportunità e gestire le complessità emergenti dal contesto competitivo. Con queste leve, Eni persegue l'obiettivo di creazione di valore per gli investitori e gli stakeholder.

Il piano strategico 2012-2015 si sviluppa lungo le linee guida della crescita profittevole nell'upstream, consolidamento della leadership nel mercato del gas in Europa, miglioramento dell'efficienza nel downstream oil, rifocalizzazione della chimica e leadership globale nei segmenti tecnologicamente più avanzati e innovativi nell'ambito dell'ingegneria e costruzioni.

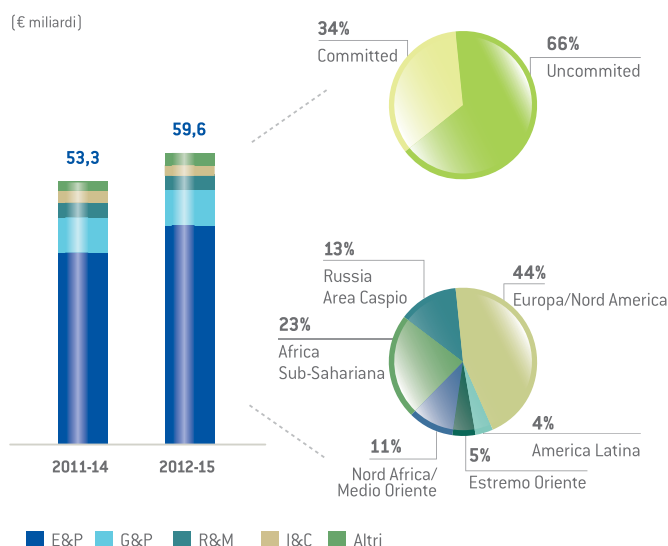
Eni intende preservare una solida struttura finanziaria coniugando, nell'arco del quadriennio 2012-2015, gli obiettivi di crescita e di remunerazione degli azionisti con le risorse finanziarie generate. Eni intende conseguire un rapporto tra mezzi propri e indebitamento finanziario netto (leverage) inferiore a 0,4 nel 2015 considerando una spesa per investimenti di 59,6 miliardi di euro, di cui il 75% concentrata nell'upstream. La capacità di generare solidi cash flow, la selettività degli investimenti e l'efficienza nell'impiego del capitale sono le leve a sostegno della solidità finanziaria.

Cash flow * 2012-2015



* @ 90\$/bl nel 2012-13; 85\$/bl nel 2014-15

Piano investimenti 2012-2015



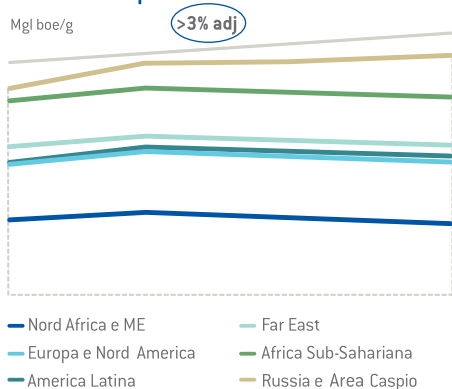
Strategie e obiettivi di business

Nel settore **Exploration & Production** Eni conferma la strategia di crescita organica, con ritorni economici attrattivi e il rimpiazzo delle riserve. La creazione del valore farà leva sul consolidamento della leadership in aree core, accrescendo il ruolo di operatore, mantenendo una solida base di progetti con plateau di produzioni di lunga durata nonché sullo sviluppo di temi emergenti (gas/GNL e non convenzionale) e progetti integrati a gas. La crescita sarà sostenuta dall'impegno costante nello sviluppo e nel rafforzamento delle relazioni con i Paesi detentori di riserve attuando il modello di cooperazione Eni. L'innovazione tecnologica consentirà di acquisire competenze all'avanguardia per sostenere l'aumento della produzione ed incrementare il fattore di recupero, sviluppare tecnologie di perforazione applicabili in ambienti estremi, in campi marginali e in deep/ultra deep water. L'obiettivo è incrementare la produzione di idrocarburi ad un tasso medio annuo di oltre il 3% nel quadriennio, traguardando il livello di 2,03 milioni di boe/giorno al 2015.

La crescita sarà sostenuta 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.

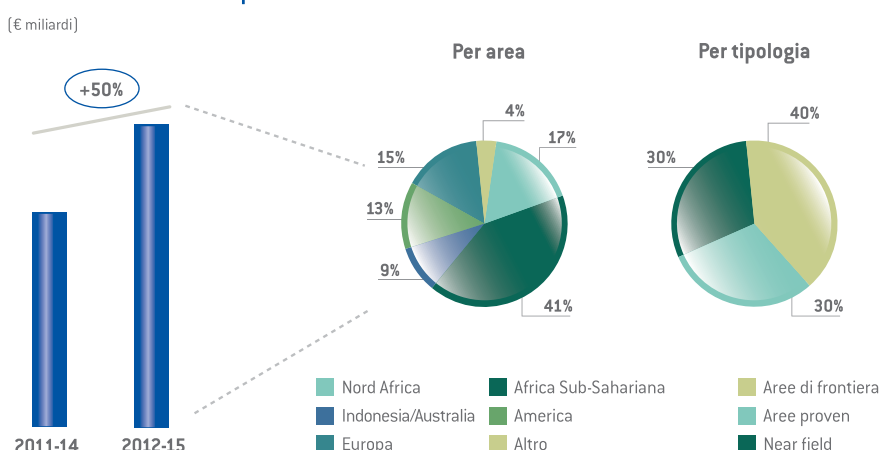
La sostenibilità di lungo termine del business e l'accesso a nuove risorse saranno garantite dall'esplorazione per la quale il management prevede un aumento importante dell'attività (un incremento di circa €2 miliardi rispetto al precedente Piano) bilanciando iniziative in bacini noti e aree di frontiera ad alto potenziale. La massimizzazione dei ritorni e il controllo dei rischi saranno perseguiti attraverso la minimizzazione del time-to-market delle risorse in portafoglio e il focus sull'operatorship come strumento di controllo del rischio, nonché l'accurata selezione dei partner nelle attività non operate.

Crescita della produzione



CAGR Al netto della forza maggiore in Libia nel 2012 (180k boe/d)
Brent 2011-13: 90 \$/b; 2014-15: \$/bl

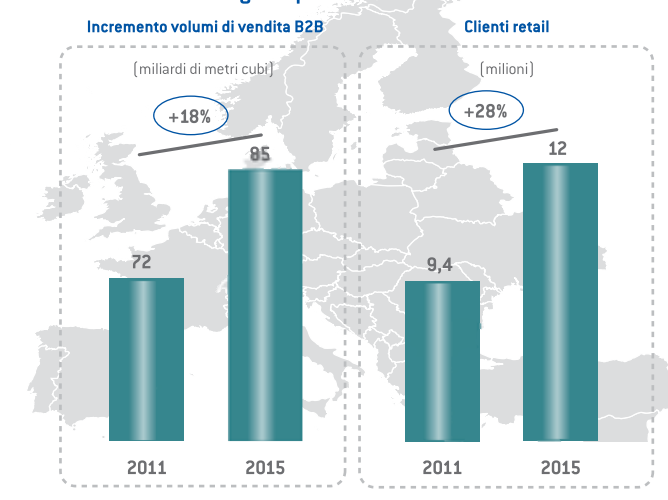
Investimenti in attività esplorativa



La valorizzazione del gas associato prevede un investimento nel quadriennio di circa €4 miliardi per l'utilizzo del gas associato nei principali progetti di sviluppo operati da Eni previsti nei prossimi quattro anni (Algeria, Angola, Congo, Iraq, Italia, Libia, Nigeria, Norvegia e Turkmenistan) e il conseguimento dell'obiettivo di riduzione dell'80% rispetto al 2007 del gas inviato a flaring.

Particolare attenzione sarà posta al miglioramento dell'efficienza energetica per mantenere l'indice di performance delle emissioni di CO₂ da combustione su livelli inferiori al target di 415 gCO₂ /kWh_{eq} e alla sicurezza con il conseguimento della certificazione OHSAS 18001 dei sistemi di gestione salute e sicurezza di tutte le unità operative.

Obiettivi commerciali nel gas & power



Nel settore **Gas & Power** Eni punta al consolidamento della leadership nel mercato europeo nonostante la crescente pressione competitiva, l'eccesso di offerta e la debolezza dei prezzi spot del gas. La strategia farà leva su: (i) il miglioramento della competitività del portafoglio di approvvigionamento attraverso la rinegoziazione dei principali contratti di fornitura; (ii) la valorizzazione delle capacità logistiche e di accesso agli hub; (iii) lo sviluppo della piattaforma e dell'approccio multi-country; (iv) maggiori vendite di GNL; (v) il rafforzamento dell'offerta integrata gas ed elettricità, il miglioramento della qualità del servizio e la costante attenzione ai consumatori, in particolare del segmento retail. L'obiettivo nel quadriennio è conseguire un graduale recupero della profittabilità.

I Business Regolati Italia continueranno a sviluppare capacità di trasporto e stoccaggio del gas naturale, migliorando l'affidabilità e la flessibilità del sistema.

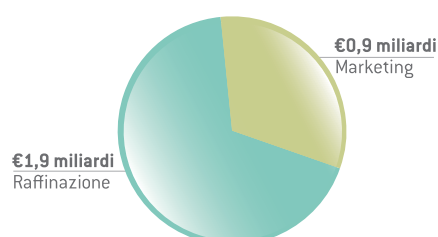
Nel settore **Refining & Marketing** Eni intende recuperare la redditività nonostante la debolezza dello scenario. Nella raffinazione il recupero sarà sostenuto dall'ottimizzazione e integrazione dei cicli di raffineria, dalla riduzione dei costi operativi e dalle azioni di efficienza energetica, facendo leva sulla selettività degli investimenti, concentrati nei progetti di upgrading della conversione, di miglioramento dell'affidabilità degli impianti e delle performance ambientali.

Nel marketing, in un quadro di consumi stagnanti, Eni mira al consolidamento della leadership nel retail in Italia attraverso politiche commerciali in linea con le esigenze dei clienti, la segmentazione dell'offerta, l'automazione dei processi, lo sviluppo delle attività non-oil, la fidelizzazione dei propri clienti e il rafforzamento del proprio brand. All'estero si conferma la strategia di sviluppo selettivo nei mercati chiave europei con uscita dalle aree marginali.

Al 2015 si prevede un miglioramento dei margini, a scenario costante, di oltre €500 milioni, attraverso azioni di efficienza, il raggiungimento di una resa in distillati medi del 50% (vs 47% nel 2011) e, nel marketing, il consolidamento della quota di mercato Italia superiore al 30%. Proseguiranno i programmi di energy saving e il progetto di implementazione del Sistema di Gestione Energia nelle raffinerie sulla base dello standard internazionale ISO 50001.

R&M: selettività degli investimenti

Piano 2012-15: €2,8 miliardi



Nell'ambito della raffinazione, al fine di minimizzare gli impatti ambientali si prevede un investimento di €25,6 milioni per ridurre, a partire dal 2013, le emissioni di SO_x e NO_x a parità di produzione.

Nella **Petrochimica** la strategia di Eni prevede la 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. Tale obiettivo farà leva sulla riconversione e sul rilancio dei siti critici, l'aumento di integrazione e flessibilità del sistema, e su progetti di ottimizzazione. Eni punta a crescere nella chimica verde attraverso il progetto avviato in Italia con l'obiettivo di riconvertire il sito di Porto Torres in un moderno impianto per la produzione di prodotti chimici eco-compatibili. Allo sviluppo contribuirà la valorizzazione dell'attività di licensing come leva per favorire alleanze strategiche a livello internazionale.

Nel quadriennio gli investimenti sono pari a €1,7 miliardi, concentrati nel potenziamento del business elastomeri e nella riconversione dei siti critici. L'obiettivo di medio termine è l'equilibrio economico del business.

Petrochimica: nuova strategia di turnaround



Nel settore **Ingegneria & Costruzioni**, l'obiettivo di consolidamento della posizione di leader globale nei segmenti offshore e onshore farà leva sul modello di business EPIC-oriented e sui solidi rapporti di lungo termine con le Major e le National Oil Company. Saipem intende rafforzare il posizionamento competitivo nella realizzazione di mega-progetti ad elevata complessità tecnologica e in condizioni ambientali difficili, mantenendo

un approccio commerciale selettivo. Il potenziamento/rinnovo dei mezzi di perforazione e costruzione offshore, della yard di fabbricazione di strutture offshore in Indonesia, nonché il completamento e lo sviluppo degli investimenti in local content in aree chiave (in particolare in Brasile) consentiranno di sostenere i vantaggi competitivi acquisiti.

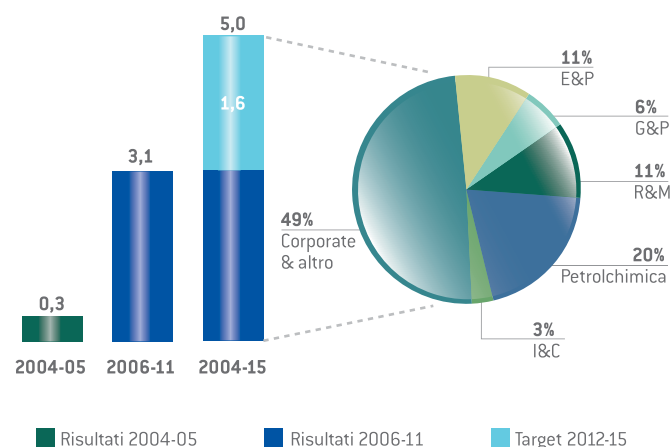
Il conseguimento degli obiettivi industriali e degli attesi ritorni economici del Gruppo sarà sostenuto dall'eccellenza operativa, dalle sinergie da integrazione e dallo sviluppo delle attività di risk management integrato volto a estrarre valore dagli asset.

L'eccellenza operativa, grazie al know-how e alle competenze distintive interne, si fonda su un approccio preventivo nella gestione degli impatti ambientali legati alle attività industriali e dei rischi legati alla salute e alla sicurezza dei lavoratori e delle comunità.

Il continuo miglioramento dell'efficienza attraverso l'innovazione dei processi industriali, consentirà di ridurre l'intensità energetica delle produzioni, ottimizzare le attività di sito e raggiungere economie di scala dei servizi centralizzati.

Programma efficienza

(€ miliardi)



Attraverso l'integrazione Eni intende cogliere le opportunità congiunte nel mercato, realizzando sinergie e massimizzando il rendimento degli asset. Per far fronte alla maggiore volatilità dell'attuale contesto competitivo è stata costituita la nuova business unit Eni Trading che gestirà in modo integrato il rischio commodity.

Principali dati

Principali dati economico-finanziari (€ milioni)	Italian GAAP		IFRS							
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ricavi della gestione caratteristica	47.922	51.487	57.498	73.692	86.071	87.204	108.082	83.227	98.523	109.589
Utile operativo	8.502	9.517	12.399	16.664	19.336	18.739	18.517	12.055	16.111	17.435
<i>Special item</i>			(448)	(1.210)	88	(620)	936	(345)	(881)	(1.113)
Utile (perdita) da magazzino			631	1.942	1.059	885	2.155	1.412	2.074	1.652
Utile operativo adjusted	8.959	9.958	12.582	17.396	20.483	19.004	21.608	13.122	17.304	17.974
<i>Exploration & Production</i>	5.428	5.973	8.202	12.649	15.521	13.770	17.222	9.484	13.884	16.077
<i>Gas & Power</i>	3.373	3.661	3.448	3.783	4.117	4.414	3.564	3.901	3.119	1.946
<i>Refining & Marketing</i>	312	584	923	1.210	794	292	580	(357)	(171)	(535)
<i>Petrochimica</i>	(48)	(54)	263	261	219	116	(398)	(426)	(113)	(276)
<i>Ingegneria & Costruzioni</i>	298	311	215	314	508	840	1.041	1.120	1.326	1.443
<i>Altre attività</i>	(208)	(236)	(223)	(296)	(299)	(207)	(244)	(258)	(205)	(226)
<i>Corporate e società finanziarie</i>	(196)	(281)	(187)	(384)	(244)	(195)	(282)	(342)	(265)	(266)
<i>Eliminazione utili interni</i>			(59)	(141)	(133)	(26)	125	(271)	(271)	(189)
Utile netto	4.593	5.585	7.059	8.788	9.217	10.011	8.825	4.367	6.318	6.860
Utile netto adjusted	4.923	5.096	6.645	9.251	10.401	9.569	10.164	5.207	6.869	6.969
Flusso di cassa netto da attività operativa	10.578	10.827	12.500	14.936	17.001	15.517	21.801	11.136	14.694	14.382
Investimenti	9.414	13.057	7.815	7.560	7.928	20.502	18.867	16.018	14.280	13.798
<i>Investimenti tecnici</i>	8.048	8.802	7.499	7.414	7.833	10.593	14.562	13.695	13.870	13.438
<i>Investimenti in partecipazioni</i>	1.366	4.255	316	146	95	9.909	4.305	2.323	410	360
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi azionisti	28.351	28.318	35.540	39.217	41.199	42.867	48.510	50.051	55.728	60.393
Indebitamento finanziario netto	11.141	13.543	10.443	10.475	6.767	16.327	18.376	23.055	26.119	28.032
Capitale investito netto	39.492	41.861	45.983	49.692	47.966	59.194	66.886	73.106	81.847	88.425
<i>Exploration & Production</i>	17.318	17.340	16.770	19.109	17.783	23.826	31.302	32.455	37.646	42.024
<i>Gas & Power</i>	12.488	15.617	19.554	20.075	19.713	21.333	21.614	24.754	27.346	27.760
<i>Refining & Marketing</i>	5.093	5.089	5.081	5.993	5.631	7.675	7.379	8.105	8.321	9.188
<i>Petrochimica</i>	2.130	1.821	2.076	2.018	1.953	2.228	1.915	1.774	1.978	2.252
<i>Ingegneria & Costruzioni</i>	2.335	2.119	2.403	2.844	3.399	4.313	5.022	6.566	7.610	8.217
<i>Corporate, società finanziarie e altre attività</i>	128	(125)	277	2	(95)	294	24	(192)	(527)	(393)
<i>Eliminazione utili interni</i>			(178)	(349)	(418)	(475)	(370)	(356)	(527)	(623)
Return On Average Capital Employed (ROACE)	(%)									
Reported	13,7	15,6	16,6	19,5	20,2	20,5	15,7	8,0	10,0	9,7
Adjusted			15,9	20,5	22,6	19,4	17,6	9,2	10,7	9,9
Leverage	0,39	0,48	0,29	0,27	0,16	0,38	0,38	0,46	0,47	0,46

Principali indicatori di mercato	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Prezzo medio greggio Brent dated ^(a)	24,98	28,84	38,22	54,38	65,14	72,52	96,99	61,51	79,47	111,27	
Cambio medio EUR/USD ^(b)	0,946	1,131	1,244	1,244	1,256	1,371	1,471	1,393	1,327	1,392	
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated	26,41	25,50	30,72	43,71	51,86	52,90	65,93	44,16	59,89	79,94	
Margini europei medi di raffinazione ^(c)	0,80	2,65	4,35	5,78	3,79	4,52	6,49	3,13	2,66	2,06	
Margini di raffinazione Brent/Ural ^(c)	1,40	3,40	7,03	8,33	6,50	6,45	8,85	3,56	3,47	2,90	
Euribor - euro a tre mesi	(%)	3,3	2,3	2,1	2,2	3,1	4,3	4,6	1,2	0,8	1,4

(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.

Principali dati operativi e di sostenibilità		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Corporate											
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	80.540	76.529	71.572	71.773	72.850	75.125	78.094	77.718	79.941	78.686
di cui: - donne		10.274	11.155	10.326	10.620	10.841	10.977	12.221	12.564	12.754	13.185
- all'estero		39.329	36.678	32.691	34.036	35.818	38.634	41.971	42.633	45.967	45.516
Donne in posizioni manageriali	(%)	10,9	10,9	12,5	12,4	13,5	14,1	16,0	17,0	17,7	18,2
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	4,74	3,79	3,99	2,74	2,45	1,93	1,45	1,00	0,91	0,71
Indice di frequenza infortuni contrattisti		4,71	4,12	7,84	2,59	1,54	1,45	1,40	1,18	0,88	0,74
Oil spill da incidenti	(barili)	2.198	857	7.813	6.908	6.151	6.731	4.749	6.259	4.269	7.295
Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		n.d.	n.d.	n.d.	1.810	7.014	2.608	2.286	15.288	18.695	6.127
Emissioni dirette di gas serra (GHG)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	52,84	52,27	58,34	61,85	60,72	67,25	62,01	57,69	60,64	51,10
Costi di ricerca e sviluppo ^(a)	(€ milioni)	175	238	257	204	222	208	217	207	221	191
Exploration & Production											
Riserve certe di idrocarburi	(mln boe)	7.030	7.272	7.218	6.837	6.436	6.370	6.600	6.571	6.843	7.086
Vita utile residua delle riserve	(anni)	13,2	12,7	12,1	10,8	10,0	10,0	10,0	10,2	10,3	12,3
Produzione di idrocarburi	(mgl boe/g)	1.472	1.562	1.624	1.737	1.770	1.736	1.797	1.769	1.815	1.581
Gas & Power											
Vendite delle società consolidate (include autoconsumo)	(mld mc)	66,14	71,39	76,49	82,62	85,76	84,83	89,32	89,60	82,00	84,37
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)	(mld mc)	2,40	6,94	5,84	7,08	7,65	8,74	8,91	7,95	9,41	9,53
Totale vendite e autoconsumi G&P		68,54	78,33	82,33	89,70	93,41	93,57	98,23	97,55	91,41	93,90
Vendite gas E&P ^(b)				4,70	4,51	4,69	5,39	6,00	6,17	5,65	2,86
Totale vendite gas mondo		68,54	78,33	87,03	94,21	98,10	98,96	104,23	103,72	97,06	96,76
Vendite di energia elettrica	(TWh)	6,74	8,65	16,95	27,56	31,03	33,19	29,93	33,96	39,54	40,28
Refining & Marketing											
Lavorazioni in c/proprio di prodotti petroliferi	(mln ton)	37,73	35,43	37,69	38,79	38,04	37,15	35,84	34,55	34,80	31,96
Capacità bilanciata delle raffinerie interamente possedute	(mgl bbl/g)	504	504	504	524	534	544	737	747	757	767
Vendite di prodotti petroliferi ^(c)	(mln ton)	52,24	50,43	53,54	51,63	51,13	50,15	49,16	45,59	46,80	45,02
Vendite di prodotti petroliferi rete europa ^(c)	(mln ton)	13,71	14,01	14,40	12,42	12,48	12,65	12,03	12,02	11,73	11,37
Stazioni di servizio a fine periodo ^(c)	(n.)	10.762	10.647	9.140	6.282	6.294	6.440	5.956	5.986	6.167	6.287
Erogato medio per stazione di servizio	(mgl litri/a)	1.674	1.771	1.970	2.479	2.470	2.486	2.502	2.477	2.353	2.206
Petrochimica											
Produzioni	(mgl ton)	7.116	6.907	7.118	7.282	7.072	8.795	7.372	6.521	7.220	6.245
di cui: - Petrochimica di base		4.304	4.014	4.236	4.450	4.275	5.688	5.110	4.350	4.860	4.101
- Polimeri		2.812	2.893	2.882	2.832	2.797	3.107	2.262	2.171	2.360	2.144
Tasso di utilizzo impianti	(%)	74,3	71,3	75,2	78,4	76,4	80,6	68,6	65,4	72,9	65,3
Ingegneria & Costruzioni											
Ordini acquisiti	(€ milioni)	7.852	5.876	5.784	8.395	11.172	11.845	13.860	9.917	12.935	12.505
Portafoglio ordini a fine periodo	(€ milioni)	10.065	9.405	8.521	10.122	13.191	15.390	19.105	18.370	20.505	20.417

(a) Al netto dei costi generali e amministrativi.

(b) Include le vendite di gas di E&P in Europa (4,70, 4,51, 4,07, 3,59, 3,36, 2,57, 2,33 e 2,29 miliardi di metri cubi, rispettivamente nel 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010 e nel 2011) e nel Golfo del Messico (0,62, 1,80, 2,64, 3,60, 3,32 e 0,57 miliardi di metri cubi, rispettivamente nel 2006, 2007, 2008, 2009, 2010 e nel 2011).

(c) I dati relativi agli esercizi 2008-2009 non includono le attività downstream in Penisola Iberica cedute a Galp nell'ottobre 2008.

Dati per azione	Italian GAAP					IFRS					2011
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
Utile netto ^(a)	(€)	1,20	1,48	1,87	2,34	2,49	2,73	2,43	1,21	1,74	1,89
Dividendo	(€)	0,75	0,75	0,90	1,10	1,25	1,30	1,30	1,00	1,00	1,04
Dividendi pagati ^(b)	(€ milioni)	2.833	2.828	3.384	4.086	4.594	4.750	4.714	3.622	3.622	3.695
Cash flow	(€)	2,76	2,87	3,31	3,97	4,59	4,23	5,99	3,07	4,06	3,97
Dividend yield ^(c)	(%)	5,2	5,1	4,9	4,7	5,0	5,3	7,6	5,8	6,1	6,6
Utile per ADR ^(d)	(USD)	2,52	3,72	4,66	5,81	6,26	7,49	7,15	3,36	4,62	5,27
Dividendo per ADR ^(d)	(USD)	1,71	1,83	2,17	2,74	3,14	3,56	3,82	2,79	2,65	2,90
Cash flow per ADR ^(d)	(USD)	5,79	7,22	8,96	9,40	11,53	11,60	17,63	8,56	10,77	11,05
Dividend yield per ADR ^(c)	(%)	5,8	5,0	5,0	4,7	5,0	5,3	7,6	5,8	6,1	6,6
Pay-out	(%)	62	51	48	46	50	47	53	83	57	55
Numero di azioni a fine periodo rappresentative del capitale sociale	(mln di azioni)	4.001,8	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
Numero medio di azioni in circolazione nell'esercizio ^(e) (interamente diluito)	(mln di azioni)	3.826,9	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
TSR	(%)	13,1	4,3	28,5	35,3	14,8	3,2	[29,1]	13,7	[2,2]	5,1

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

(b) Per esercizio di competenza. L'importo 2011 è stimato.

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

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

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

Informazioni riguardanti le azioni		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Prezzo per azione - Borsa di Milano											
Massimo	(€)	17,15	15,75	18,75	24,96	25,73	28,33	26,93	18,35	18,56	18,42
Minimo	(€)	12,94	11,88	14,72	17,93	21,82	22,76	13,80	12,30	14,61	12,17
Medio	(€)	15,29	13,64	16,94	21,60	23,83	25,10	21,43	16,59	16,39	15,95
Fine periodo	(€)	15,15	14,96	18,42	23,43	25,48	25,05	16,74	17,80	16,34	16,01
Prezzo per ADR ^(a) - New York Stock Exchange											
Massimo	(USD)	82,11	94,98	126,45	151,35	67,69	78,29	84,14	54,45	53,89	53,74
Minimo	(USD)	60,90	66,15	92,35	118,50	54,65	60,22	37,22	31,07	35,37	32,98
Medio	(USD)	72,20	77,44	105,60	134,02	59,97	68,80	63,38	46,36	43,56	44,41
Fine periodo	(USD)	78,49	94,98	125,84	139,46	67,28	72,43	47,82	50,61	43,74	41,27
Media giornaliera degli scambi	(mln di azioni)	19,4	22,0	20,0	28,5	26,2	30,5	28,70	27,88	20,69	22,85
Controvalore	(€ milioni)	295,4	298,5	338,7	620,7	619,1	773,1	610,40	461,66	336,00	355,00
Numero azioni in circolazione a fine periodo ^(b)	(mln di azioni)	3.795,1	3.772,3	3.770,0	3.727,3	3.680,4	3.656,8	3.622,4	3.622,4	3.622,5	3.622,7
Capitalizzazioni di borsa ^(c)											
EUR	(mld)	57,5	56,4	69,4	87,3	93,8	91,6	60,6	64,5	59,20	58,0
USD	(mld)	60,4	71,1	94,9	104,0	123,8	132,4	86,6	91,7	79,20	75,0

(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.

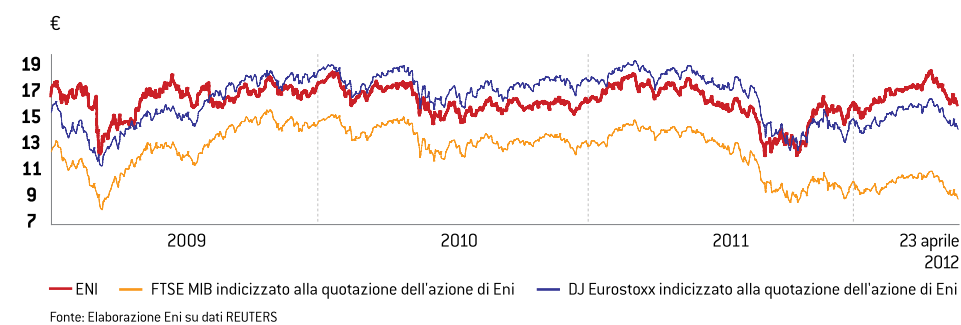
(b) Con esclusione delle azioni proprie in portafoglio.

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

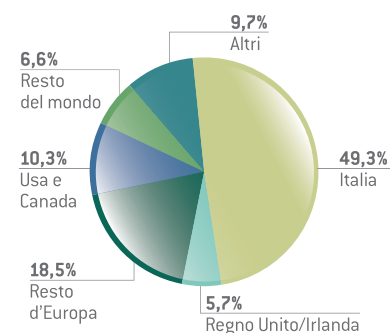
Informazioni riguardanti i collocamenti delle azioni		1995	1996	1997	1998	2001
Prezzi di collocamento	(€/azione)	5,42	7,40	9,90	11,80	13,60
Numero di azioni collocate	(mln di azioni)	601,9	647,5	728,4	608,1	200,1
di cui per attribuzione bonus share	(mln di azioni)		1,9	15,0	24,4	39,6
Percentuale del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

(a) Riferita al capitale sociale al 31 dicembre 2011.

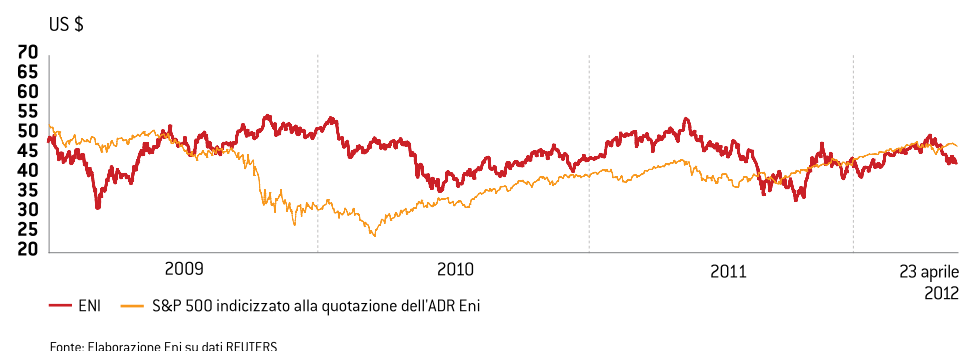
Andamento delle quotazioni dell'azione Eni sulla Borsa di Milano (31 dicembre 2008 - 23 aprile 2012)



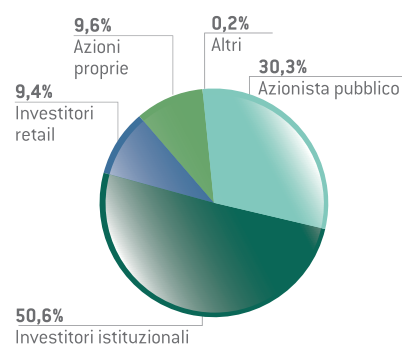
Distribuzione geografica dell'azionariato ^(*)



Andamento delle quotazioni dell'ADR Eni sulla Borsa di New York (31 dicembre 2008 - 23 aprile 2012)



Composizione dell'azionariato ^(*)

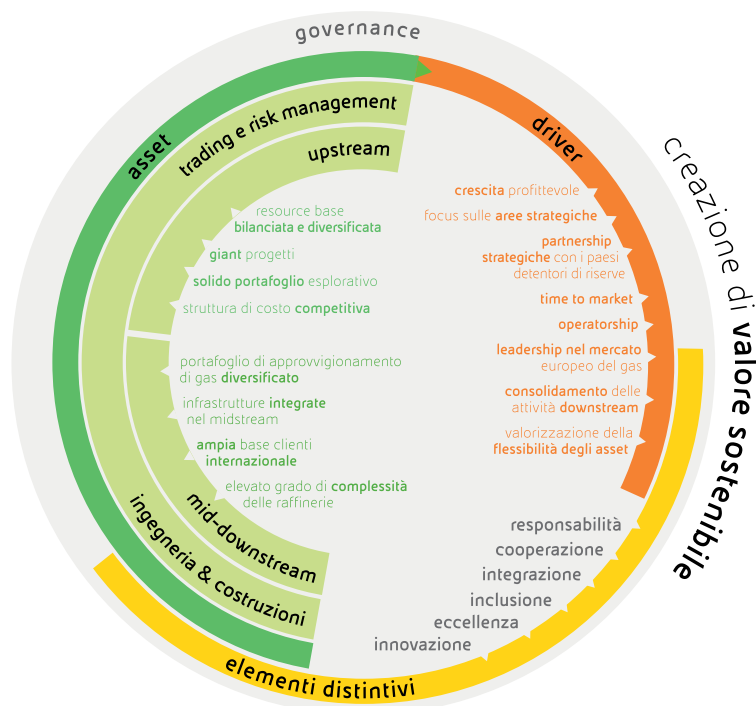


(*) Al 22 settembre 2011, data del pagamento dell'acconto dividendo 2011.

Come operiamo

Il modello di business Eni

L'eccellente posizionamento strategico e i vantaggi competitivi acquisiti da Eni fanno leva su un modello di business caratterizzato da un patrimonio di asset distintivi e da linee guida dell'azione industriale (driver) frutto delle scelte strategiche del management coerenti con la natura di lungo termine del business. Cooperazione, integrazione, innovazione, inclusione delle persone, eccellenza, e responsabilità guidano l'operare di Eni nell'interazione continua con tutti gli stakeholder in un quadro di regole di governance chiare e rigorose.



Nello svolgimento delle proprie attività Eni ha costruito importanti relazioni con il mondo esterno per mantenere un confronto costruttivo volto alla diffusione e allo sviluppo di best practice che le permettono di presentarsi come un partner affidabile e competitivo. Tale approccio si basa sul rispetto di principi universali quali la tutela dei diritti umani, l'adozione dei migliori standard di lavoro, il rispetto dell'ambiente e delle comunità, la lotta alla corruzione. A questo si aggiunge l'orientamento a cogliere opportunità di business anche tenendo conto dello sviluppo dei contesti socio economici in cui Eni opera.

Il rispetto dei principi universali è insito nel modello di business e si esplica principalmente nella **responsabilità** attraverso il rispetto delle normative vigenti e l'adozione dei migliori standard, nell'**inclusione** delle proprie persone attraverso politiche di gestione eque e non discriminanti, nell'**eccellenza** delle operazioni adottando sistemi di qualità e tecnologie avanzate. **Integrazione, innovazione e cooperazione** sono leve competitive che permettono ad Eni di distinguersi tra le compagnie del settore oil&gas, di consolidare la presenza in Paesi non sempre caratterizzati da una forte stabilità politica e nel contempo di contribuire agli obiettivi di sviluppo delle Nazioni Unite.

La **cooperazione** allo sviluppo dei territori di attività, esprime la capacità di comprendere le necessità locali e la volontà di contribuire alla loro soluzione. Eni si impegna a fornire risposte concrete ai problemi e alle esigenze dei Paesi in cui opera in sinergia con le strategie di sviluppo del Paese stesso e operando nel quadro di riferimento degli Obiettivi del Millennio.

Il modello di cooperazione con i Paesi produttori, ovvero la volontà di investire con una visione di lungo termine e la flessibilità nell'offrire soluzioni alle esigenze dei Paesi, è parte integrante delle strategie aziendali fin dalle origini e oggi si traduce in una sempre maggiore integrazione tra i progetti di sviluppo dell'Azienda e sviluppo di opportunità di crescita dei territori in cui Eni è ospite.

L'**integrazione** delle attività lungo tutta la filiera dell'energia fornisce un patrimonio solido e prezioso di competenze e di sinergie e rappresenta una chiave di successo nella crescita dell'Azienda. L'approccio integrato permette una maggiore flessibilità nei rapporti con i Paesi produttori, ai quali Eni propone soluzioni che di volta in volta si adattano alle specifiche esigenze tecnologiche, infrastrutturali, di crescita dell'economia e della società locale.

L'**innovazione** tecnologica rappresenta l'elemento chiave per accedere a nuove risorse energetiche, migliorarne il recupero dal sottosuolo e l'efficienza di utilizzo, garantire il rispetto e l'uso responsabile delle risorse naturali. L'impegno nella ricerca tecnologica di Eni è orientato non solo allo sviluppo e all'applicazione di tecnologie e processi innovativi per il recupero avanzato di idrocarburi ma anche alla valorizzazione delle energie rinnovabili e allo sviluppo di metodologie innovative per la salvaguardia ambientale.

L'**eccellenza** nella conduzione delle operazioni 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 responsabilità ambientale costituisce uno dei pilastri fondamentali dell'agire sostenibile, soprattutto se si considera il risvolto degli impatti ambientali delle attività sulla salute e sul benessere delle comunità che vivono nei territori. Esempi di progetti in essere portati avanti da Eni riguardano la riduzione delle emissioni inquinanti e delle emissioni di gas serra (tramite iniziative di efficienza energetica quali progetti di flaring down), la riduzione dei prelievi idrici di acqua dolce, la realizzazione di assessment sulla tutela degli ecosistemi e della biodiversità. 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, lo sviluppo e il coinvolgimento negli obiettivi di impresa. Grazie alle competenze delle proprie persone, alla diversità che Eni valorizza al suo interno, alla capacità di integrazione con i vari contesti locali, Eni garantisce un'offerta distintiva con significativi vantaggi in termini di competitività.

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, sono presupposti di un contributo efficace allo sviluppo dei Paesi e della società civile. In ambito Diritti Umani, Eni ne promuove il rispetto in tutte le attività e, per estensione, anche nella catena di fornitura e da parte di tutti gli stakeholder che entrano in contatto con l'Azienda. Il rispetto degli standard internazionali è fondamentale, soprattutto in quei Paesi dove non sono recepite norme né sono diffusi valori per la salvaguardia e la difesa dei Diritti Umani. Eni è impegnata inoltre in attività di lotta alla corruzione. La normativa anti-corruzione è recepita e attuata a livello corporate, attraverso un sistema articolato e omogeneo di regole basate su principi di integrità e trasparenza. Eni si impegna inoltre a diffondere questi principi in tutte le sue attività e lungo tutta la catena del valore, per promuovere un business sostenibile e in pieno rispetto verso i propri stakeholder.

Sicurezza		2007	2008	2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni	(infortuni/ore lavorate x 1.000.000)	1,62	1,42	1,11	0,89	0,73
- dipendenti		1,93	1,45	1,00	0,91	0,71
- contrattisti		1,45	1,40	1,18	0,88	0,74
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate x 100.000.000)	2,97	2,68	1,33	4,64	1,89
- dipendenti		1,00	2,43	0,85	6,40	1,15
- contrattisti		4,04	2,81	1,65	3,48	2,34
Investimenti e spese sicurezza	(€ migliaia)	446.597	425.593	514.773	283.501	349.229
Malattie professionali denunciate	(numero)	109	83	127	184	135
Investimenti e spese Salute e Igiene	(€ migliaia)	53.762	68.561	80.896	57.756	81.192

Spese per il territorio		2007	2008	2009	2010	2011
		(€ milioni)				
Spese totali per il territorio		85,9	86,5	98,6	108,0	101,8
- investimenti progettuali		58,1	69,4	70,4	75,4	69,3
- investimenti di breve termine e liberalità		2,7	0,5	1,2	4,5	1,1
- quote di adesione ad organismi associativi		0,9	1,5	1,5	1,7	1,6
- contributi a Eni Foundation		8,0	0,0	5,0	5,0	3,0
- sponsorizzazioni per il territorio		12,9	11,8	16,6	17,6	22,9
- contributi alla Fondazione Eni Enrico Mattei		3,3	3,3	3,9	3,9	3,9

Persone		2007	2008	2009	2010	2011
Dipendenti al 31 dicembre	(numero)	75.125	78.094	77.718	79.941	78.686
- uomini		64.148	65.873	65.154	67.187	65.501
- donne		10.977	12.221	12.564	12.754	13.185
Dipendenti all'estero per tipologia		38.634	41.971	42.633	45.967	45.516
- locali		31.279	33.233	33.483	35.835	34.801
- espatriati italiani		2.386	2.769	2.771	3.123	3.208
- espatriati internazionali (inclusi TCN)		4.969	5.969	6.379	7.009	7.507
Dipendenti dirigenti		1.532	1.594	1.562	1.574	1.586
- di cui donne		108	134	149	155	160
Dipendenti quadri		11.700	12.527	12.893	13.350	13.298
- di cui donne		1.761	2.124	2.310	2.479	2.545
Dipendenti impiegati		36.231	36.895	37.295	37.885	39.296
- di cui donne		8.804	9.619	9.720	9.567	9.961
Dipendenti operai		25.662	27.078	25.968	27.132	24.506
- di cui donne		304	344	385	553	519
Dipendenti all'estero locali per categoria professionale		31.279	33.233	33.483	35.835	34.801
- dirigenti		230	245	224	228	228
- quadri		2.668	2.900	3.138	3.461	3.476
- impiegati		14.407	14.864	15.533	16.269	17.529
- operai		13.974	15.224	14.588	15.877	13.568
Ore di formazione	(migliaia di ore)	2.797	2.960	3.097	3.114	3.327

Procurato per area geografica 2011		Africa	Americhe	Asia	Italia	Resto d'Europa	Oceania
Numero fornitori utilizzati	(numero)	6.356	4.111	4.649	14.067	7.407	276
Procurato totale:	(€ milioni)	8.351	2.283	6.125	13.682	3.456	379
- in beni	(%)	14,7	36,3	10,3	26,1	24,5	19,0
- in lavori		29,5	8,7	36,2	15,1	7,7	1,5
- in servizi		39,3	50,8	45,0	51,7	60,7	79,1
- non dettagliabile		16,5	4,2	8,4	7,1	7,1	0,4

Procurato locale 2011 per Paese

% procurato su mercato locale	Paesi
0 - 25 %	Portogallo, Perù, Pakistan, Malesia, Lussemburgo, Germania, Libia, Venezuela, Austria, Repubblica Ceca, Slovenia, Cina, Spagna, Polonia, Federazione Russa.
25 - 50 %	Kazakhstan, Repubblica del Congo, Angola, Francia, Gran Bretagna, Algeria, Tunisia, Svizzera, Gabon, Ungheria.
50 - 75 %	Italia, Nigeria, Iraq, Arabia Saudita, Australia, Indonesia, Iran, India, Ghana, Croazia, Romania.
75 - 100%	Stati Uniti, Egitto, Norvegia, Canada, Brasile, Messico, Ecuador, Singapore, Belgio, Paesi Bassi, Argentina.

Fornitori		2007	2008	2009	2010	2011
Procurato	(€ milioni)	23.208	30.026	35.205	32.626	34.275
Percentuale procurato top 20	(%)	18	24	25	18	20
Fornitori utilizzati	(numero)	26.270	29.416	35.113	33.961	34.064
Cicli di qualifica effettuati nell'anno		19.058	15.936	22.108	33.700	29.362
Fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani		5.784	6.174	8.388	10.643	12.300
% procurato verso fornitori sottoposti a procedure di qualifica incluso screening sui diritti umani	(%)	83	89	87	89	91

Clienti e consumatori		2007	2008	2009	2010	2011
Soddisfazione dei clienti R&M						
Indice di soddisfazione clienti R&M	(scala likert)	8,22	8,14	7,93	7,84	7,74
Clienti coinvolti nell'indagine di soddisfazione (R&M)	(numero)	33.692	22.609	10.711	30.618	30.524
Soddisfazione dei clienti G&P						
Punteggio soddisfazione clienti G&P	(%)	n.d.	75,3	83,7	87,4	91,0
Media Panel (G&P) ^(a)		n.d.	84,9	87,0	87,4	89,8

(a) Il panel analizzato si riferisce a società che rappresentano oltre il 50% del mercato e che hanno più di 50.000 clienti.

Innovazione tecnologica		2007	2008	2009	2010	2011
Spese in R&S	(€ milioni)	205	329	279	268	237
- spese in R&S al netto dei costi generali ed amministrativi		208	217	207	221	191
Valore tangibile generato da R&S ^(a)		n.d.	n.d.	362	540	492 ^(b)
Dipendenti impegnati in attività R&S (full time equivalent)	(numero)	1.001	1.123	1.019	1.019	925
Brevetti in vita		8.122	8.049	7.760	7.998	8.784

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

(b) Il dato è al netto dei benefici connessi all'incremento di riserve.

Eccellenza operativa		2007	2008	2009	2010	2011
Emissioni dirette di GHG	(ton CO ₂ eq)	67.246.179	62.013.146	57.694.175	60.642.340	51.099.412
- di cui CO ₂ da combustione e da processo	(ton)	39.252.511	37.389.394	36.587.311	39.006.120	36.014.381
- di cui CO ₂ equivalente da flaring	(ton CO ₂ eq)	20.070.000	16.535.835	13.839.353	13.834.988	9.553.894
- di cui CO ₂ equivalente da CH ₄ (metano)		5.733.668	5.697.220	5.085.309	5.461.211	4.498.120
- di cui CO ₂ equivalente da venting		2.190.000	2.390.697	2.182.202	2.340.021	1.033.017
Emissioni di CO ₂ eq/produzione di idrocarburi 100% operata netta	(tonCO ₂ eq/tep)	0,292	0,265	0,245	0,245	0,206
Emissioni di CO ₂ eq/kWheq (EniPower)	(kgCO ₂ eq/kWheq)	0,400	0,402	0,410	0,407	0,410
Emissioni di CO ₂ eq/gas distribuito (Italgas)	(tonCO ₂ eq/Mm ³)	96,29	93,04	87,68	92,86	87,00
Emissioni di CO ₂ eq/uEDC (R&M)	(tonCO ₂ eq/kbbl/SD)	n.d.	1,297	1,240	1,284	1,230
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(ton NO _x eq)	111.824	113.952	112.263	107.724	98.117
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(ton SO _x eq)	62.980	47.163	45.988	50.085	37.940
Emissioni di NMVOC (Non Methan Volatile Organic Compounds)	(ton)	87.889	80.923	75.392	68.490	46.228
Emissioni di PST (Particolato Sospeso Totale)		4.567	4.230	3.973	3.783	3.297
Energia impiegata/produzione di idrocarburi 100% operata netta	(GJ/tep)	1,387	1,481	1,746	1,934	1,958
Prelievi idrici totali	(Mm ³)	3.370,77	3.028,06	2.844,75	2.791,47	2.583,87
Totale acqua di produzione e/o processo estratta	(Mm ³)	48,34	52,93	59,67	61,15	58,16
- di cui re-iniettata		14,73	14,88	23,32	27,11	25,18
Totale acqua riciclata e/o riutilizzata	(Mm ³)	n.d.	460,93	490,22	544,63	521,39
Numero totale di oil spill ^(a)	(numero)	367	382	308	330	418
Volume totale di oil spill ^{(a) (b)}	(barili)	9.337	7.024	21.547	22.964	13.422
- da atti di sabotaggio e terrorismo		2.608	2.286	15.288	18.695	6.127
- da incidenti		6.729	4.738	6.259	4.269	7.295
Rifiuti da attività produttive	(ton)	1.543.619	1.253.750	1.158.645	1.452.717	1.324.808
Rifiuti da attività produttive pericolosi		393.028	487.607	440.244	497.092	477.558
Rifiuti da attività produttive non pericolosi		1.150.591	766.143	718.401	955.625	847.250
Rifiuti da attività di bonifica da smaltire o recuperare/riciclare	(ton)	6.862.915	9.209.054	10.180.216	10.490.267	10.863.767
Spese e investimenti ambientali	(€ migliaia)	1.062.850	1.080.707	1.324.066	1.006.777	1.006.711

(a) Per il settore E&P sono considerati esclusivamente gli oil spill superiori ad un barile.

(b) Per il 2009 il volume totale di spill non comprende il settore Ingegneria & Costruzioni.

Exploration & Production

Principali indicatori di performance

		2007	2008	2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate X 1.000.000)	0,57	0,84	0,49	0,72	0,41
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,92	0,93	0,59	0,48	0,41
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	2,34	3,54	1,77	7,90	1,83
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	26.920	33.042	23.801	29.497	29.121
Utile operativo		13.433	16.239	9.120	13.866	15.887
Utile operativo adjusted		13.770	17.222	9.484	13.884	16.077
Utile netto adjusted		6.328	7.900	3.878	5.600	6.866
Investimenti tecnici		6.480	9.281	9.486	9.690	9.435
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		23.826	30.362	32.455	37.646	42.024
ROACE adjusted	(%)	30,4	29,2	12,3	16,0	17,2
Profit per boe ^(b)	(\$/boe)	14,19	16,00	8,14	11,91	16,98
Opex per boe ^(b)		4,99	5,45	5,77	6,14	7,28
Cash Flow per boe		25,79	32,25	23,70	25,52	31,65
Finding & Development cost ^(c)		43,44	28,79	28,90	19,32	18,82
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi ^(d)		53,17	68,13	46,90	55,60	72,26
Produzione di idrocarburi ^(d)	(migliaia di boe/giorno)	1.736	1.797	1.769	1.815	1.581
Riserve certe di idrocarburi ^(d)	(milioni di boe)	6.370	6.600	6.571	6.843	7.086
Vita utile residua delle riserve certe ^(d)	(anni)	10,0	10,0	10,2	10,3	12,3
Tasso di rimpiazzo all sources delle riserve ^(d)	(%)	90	135	96	125	142
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	8.376	10.236	10.271	10.276	10.425
di cui: all'estero		4.446	6.182	6.388	6.370	6.628
Oil spill da incidenti	(barili)	6.729	4.738	6.259	3.820	2.930
Oil spill da atti di sabotaggio e terrorismo		2.608	2.286	15.288	18.695	6.127
Acqua di formazione rieniettata	(%)	30	28	39	44	43
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	36,31	33,21	29,73	31,20	23,59
di cui: da flaring		20,07	16,54	13,84	13,83	9,55
Community investment	(€ milioni)	59	65	67	72	62

(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.

Performance dell'anno

- Nel 2011 prosegue il trend di miglioramento degli indici infortunistici pari al -43,1% per i dipendenti e -14,6% per i contrattisti rispetto al 2010.
- In sensibile calo le emissioni di gas serra (totali e da flaring) grazie al completamento di alcuni progetti di gas recovery in particolare in Nigeria e all'entrata a regime di due turbine in una centrale elettrica alimentata con gas associato in Congo. La performance è stata anche influenzata dalla minore attività in Libia.
 - Nel 2011 il settore E&P ha realizzato un'eccellente performance con €6.866 milioni di utile netto adjusted in aumento del 22,6% rispetto al 2010. I driver sono stati l'aumento del prezzo del petrolio e il ripristino della produzione in Libia in tempi record.
 - Il ROACE adjusted è pari al 17,2% nel 2011 (16% nel 2010).

Scoperta giant in Mozambico

La scoperta a gas giant in Mozambico supera ogni aspettativa e apre straordinarie opportunità di sviluppo in Asia dove il fabbisogno energetico cresce a ritmi sostenuti. Il pozzo esplorativo Mamba Sud e i recenti Mamba Nord e Mamba Nord Est perforati nell'Area 4 del bacino offshore di Rovuma, hanno consentito di individuare un potenziale esplorativo di almeno 1.133 miliardi di metri cubi di gas in posto. Si tratta della più importante scoperta mai realizzata da Eni in qualità di operatore.

Accordo con Rosneft

Il 25 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 li-

cenze Fedynsky e Tsentralno-Barentsevsky, nell'offshore del Mare di Barents e Zapadno-Cernomorsky nell'offshore del Mar Nero, con riserve recuperabili complessive stimate in 36 miliardi di boe. Lo scambio di tecnologie sarà elemento chiave della partnership strategica.

Ripresa delle attività in Libia

Il ripristino in tempi record delle attività Eni in Libia ha consentito di limitare l'impatto della Rivoluzione sui risultati del 2011. Gli asset Eni erogano alla data corrente circa 240 mila boe/giorno; il management prevede il recupero e la piena regimazione del plateau produttivo ante-crisi di 280 mila boe/giorno entro il secondo semestre del 2012.

Avvio del progetto Perla in Venezuela

È stato firmato con la compagnia di Stato venezuelana PDVSA il Gas Sale Agreement per lo sfruttamento commerciale della scoperta a gas giant di Perla con volumi in place di oltre 450 miliardi di metri cubi. Il piano di sviluppo prevede tre fasi con la produzione fino al 2036 di circa 246 miliardi di metri cubi e un erogato di picco pari a 34 milioni di metri cubi/giorno. Il gas sarà destinato alla domanda interna e in parte esportato. Gli investimenti riguardanti la prima fase di sviluppo sono stimati in \$1,4 miliardi al 100%.

Portafoglio

Nonostante il 2011 sia stato segnato dagli eventi libici, il management ha continuato ad attuare la propria strategia di crescita di lungo termine. L'applicazione del modello di cooperazione Eni, il consolidamento della presenza nelle aree core e l'ingresso in aree ad elevato potenziale assicurano le basi per una nuova fase di sviluppo:

- Sono stati raggiunti accordi di cooperazione con PetroChina e Sinopec per promuovere iniziative congiunte nello sviluppo degli idrocarburi convenzionali e non convenzionali rispettivamente in Cina e all'estero. Analogo accordo strategico è stato firmato con Sonatrach per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi in Algeria, in particolare di riserve di shale gas.
- È stato ratificato un Memorandum of Understanding di ampia portata con PetroSA, la compagnia di Stato della Repubblica del Sudafrica. L'accordo è volto a promuovere iniziative congiunte nell'esplorazione e nello sviluppo di idrocarburi convenzionali e non convenzionali nel Paese e in Africa. Inoltre, Eni assicurerà forniture long-term di GNL e prodotti raffinati a sostegno dello sviluppo economico del Paese.
- È stata acquisita dalla società Cadogan Petroleum plc un'interessenza in due licenze di esplorazione e sviluppo in aree comprese nel bacino Dniepr-Donetz, in Ucraina.
- È stato firmato un accordo con la società MEO Australia per l'ingresso nello sviluppo delle scoperte a gas di Heron e Blackwood nel Permesso NT/P-68, nel Mar di Timor. Inoltre, è stata acquisita la quota netta del 32,5% della scoperta a gas Evans Shoal.
- Sono stati acquisiti i contratti esplorativi con il ruolo di operatore dei Blocchi Arguni I e North Ganai, situati nell'onshore e nell'offshore indonesiano.
- È stata acquisita, con il ruolo di operatore, la licenza esplorativa PL657 (Eni 80%) nel Mare di Barents, in prossimità del giacimento Goliat operato (Eni 65%).
- È stato firmato con le Autorità angolane il Production Sharing Contract per l'esplorazione del Blocco 35 (Eni 30%, operatore) in un bacino offshore di grande interesse minerario.

Accordi per il giacimento Karachaganak in Kazakhstan

Il 14 dicembre 2011 le Contractors Companies del Final Production Sharing Agreement di Karachaganak hanno firmato un accordo vincente con la Repubblica del Kazakhstan per la chiusura di tutti i contratti in corso e l'ingresso nel consorzio della compagnia di Stato KazMunaiGaz con il 10% e la diluizione proporzionale delle quote delle contractor companies. L'accordo diverrà effettivo entro il 30 giugno 2012 al verificarsi di una serie di condizioni sospensive.

Produzione

La produzione di idrocarburi del 2011 è stata di 1.581 mila boe/giorno, evidenziando una flessione del 12,9% rispetto al 2010 a causa essenzialmente della perdita dell'output libico. Gli elevati prezzi del petrolio hanno determinato minori entitlement nei contratti di Production Sharing Agreement (PSA) e altri schemi simili stimati in circa 30 mila boe/giorno. Al netto di tale effetto oltre che della citata forza maggiore in Libia, la produzione risulta in linea.

- Nel 2011 i volumi sversati per oil spill da incidenti registrano una riduzione del 23%, grazie alle costanti attività di prevenzione avviate.
- Nel corso dell'anno sono stati effettuati 11 nuovi avvisi produttivi che contribuiranno con circa 80 mila boe/giorno di plateau alle produzioni di medio termine.
- Sono state ottenute diverse decisioni finali di investimento relative, oltre al già citato giacimento Perla, ai progetti a gas del giant Samburgskoye e Urengoskoye in Siberia, nonché altri progetti in Norvegia e Golfo del Messico che contribuiranno con 140 mila boe/giorno di nuova produzione al plateau 2015.

Riserve

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2011 determinate sulla base del prezzo di 111 \$/barile per il marker Brent raggiungono il livello di 7,09 miliardi di boe (+3,6% rispetto al 2010). Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è stato del 142%. Escludendo l'effetto prezzo il tasso di rimpiazzo sarebbe pari al 159%. La vita utile residua è di 12,3 anni (10,3 anni al 31 dicembre 2010).

Investimenti

Nel 2011 sono stati investiti €9.435 milioni per la valorizzazione degli asset nelle aree di consolidata presenza, quali Africa, Golfo del Messico e Asia Centrale. La selettiva campagna esplorativa dell'anno (1.210 milioni di euro, +19,6% rispetto al 2010) ha riguardato il completamento di 56 nuovi pozzi esplorativi (28 in quota Eni), con un tasso di successo commerciale del 42% (38,6% in quota Eni). A fine esercizio risultano 17 pozzi in progress (9,9 in quota Eni).

- Nel 2011 la resource base Eni è stata incrementata di 1,1 miliardi di boe con numerose scoperte esplorative. I successi esplorativi conseguiti nell'anno hanno riguardato, oltre alla citata scoperta in Mozambico, l'appraisal della scoperta giant di Perla in Venezuela, le importanti scoperte di Jangkrik North East (Eni 55%, operatore) in Indonesia e Skrugard/Havis (Eni 30%) nel Mare di Barents, le scoperte/appraisal nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) nell'offshore angolano, oltre quelle registrate nel Golfo del Messico, Ghana, Egitto, Pakistan, Regno Unito e Nigeria.
- Sono stati investiti €7.357 milioni nel completamento di importanti progetti di sviluppo, in particolare in Norvegia, Kazakhstan, Algeria, Stati Uniti, Italia, Congo ed Egitto.
- Nel 2011 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €90 milioni (€98 milioni nel 2010).

I Paesi di attività

Italia

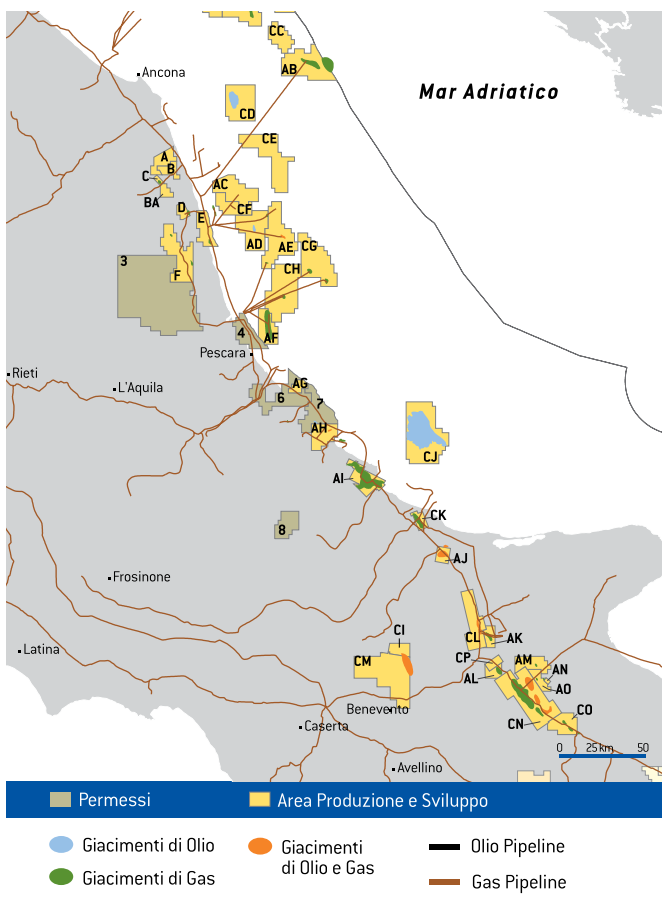
Eni opera in Italia dal 1926. Nel 2011, la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 186 mila boe/giorno. L'attività è condotta nel Mare Adriatico, nell'Appennino Centro-Meridionale, nell'onshore e nell'offshore siciliano e nella Val Padana per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 21.648 chilometri quadrati (16.872 chilometri quadrati in quota Eni). Le attività di esplorazione e produzione sono regolate da contratti di concessione.

Nel corso dell'anno è stato perfezionato l'acquisto di un'ulteriore quota di partecipazione sul giacimento Annamaria (Eni 100%), al confine con le acque croate.

Nel campo della ricerca, 11 applicazioni di nuove tecnologie e quattro progetti sono stati sviluppati con applicazioni su asset italiani. Sono in corso progetti in collaborazione con sedici tra i principali centri di ricerca e atenei italiani, per un investimento di circa €9 milioni.

Mare Adriatico

Produzione I giacimenti del Mare Adriatico hanno fornito nel 2011 il 46% della produzione Eni in Italia. I principali sono Barbara, Angela-Angelina, Porto Garibaldi, Cervia e Bonaccia (complessivamente circa 7 milioni di metri cubi/giorno). La produzione è operata attraverso 71 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. Nel corso dell'anno è stato rinnovato il VI Accordo di Collaborazione per il periodo 2011-2014 con il Comune di Ravenna per la realizzazione di interventi a salvaguardia dell'area costiera.



Sviluppo Nel corso dell'anno è stata avviata la produzione del giacimento Guendalina (Eni 80%), con una produzione iniziale pari a circa 3 mila boe/giorno.

È stata eseguita un'intensa attività di sidetrack e workover per ottimizzare il profilo produttivo dei principali giacimenti, in particolare su Calpurnia, Daria (Eni 51%), Barbara e Clara Nord (Eni 51%).

È stata applicata con successo sul giacimento Clara Est una metodologia proprietaria per la caratterizzazione di giacimenti a strati sottili con l'individuazione di circa 3 milioni di boe di volumi aggiuntivi di idrocarburi.

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 24 pozzi produttori ed è trattata presso il centro olio di Viggiano della capacità di trattamento di 104 mila barili/giorno di petrolio. Il petrolio attraverso un oleodotto della lunghezza di 136 chilometri è lavorato presso la raffineria Eni di Taranto. La produzione di gas è trattata presso lo stesso centro di Viggiano ed immesso successivamente nella rete nazionale. Nel 2011, la concessione ha prodotto complessivamente 95 mila boe/giorno (52 mila in quota Eni), rappresentando il 28% della produzione Eni in Italia. Nell'ambito del Protocollo d'intesa con la Regione Basilicata, è stato inaugurato l'Osservatorio Ambientale della Val d'Agri con funzioni informative sullo stato della qualità ambientale e sanitaria nell'area.

Nel corso dell'anno è stata avviata la produzione del giacimento Capparuccia (Eni 95%) con start-up produttivo pari a circa 4 mila boe/giorno.

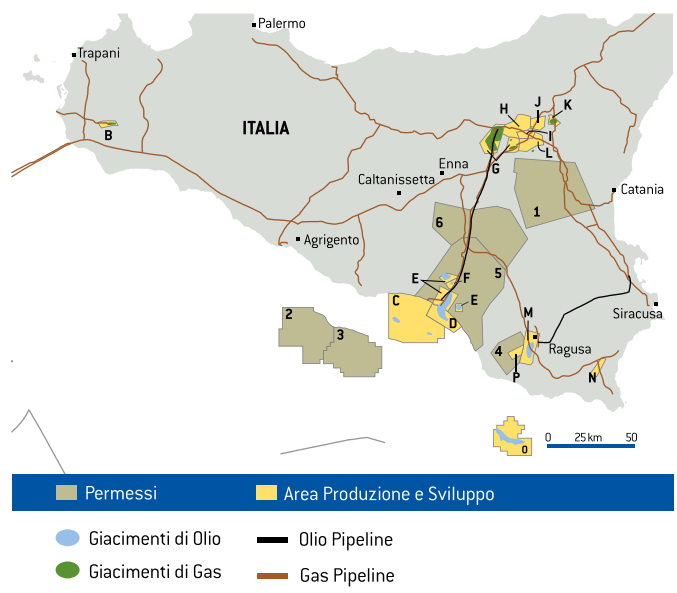
Sviluppo Continua il programma di sviluppo in Val d'Agri con il collegamento dell'area di Cerro Falcone all'impianto di trattamento olio, nonché attraverso interventi di sidetrack e l'ammodernamento delle facility di produzione.

Nel corso dell'anno sono state inoltre eseguite attività di integrazione e upgrading dei sistemi di compressione e trattamento degli idrocarburi della centrale di Crotona.

Esplorazione L'attività esplorativa ha riguardato l'accertamento del potenziale minerario residuo dell'area.

Sicilia

Produzione Eni è operatore in 14 concessioni di coltivazione nell'onshore e nell'offshore siciliano. I principali giacimenti sono Gela, Ragusa, Giaurone, Fiumetto e Prezioso che nel 2011 hanno prodotto l'11% della produzione Eni in Italia.



Sviluppo Le attività dell'anno hanno riguardato essenzialmente: (i) il completamento dello sviluppo del giacimento Tresauro (Eni 45%); (ii) interventi di sidetrack e workover su Gela.

Resto d'Europa

Croazia

Eni è presente in Croazia dal 1996. Nel 2011 la produzione in quota Eni è stata di 1 milione di metri cubi/giorno di gas naturale. L'attività è condotta nell'offshore adriatico di fronte alla città di Pola per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 1.975 chilometri quadrati (987 chilometri quadrati in quota Eni).

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

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti Annamaria, Ivana, Ika & Ida, Ana, Vesna, Irina, Marica e Katarina operati da Eni in joint-venture 50/50 con la società croata INA. Il gas è trasportato via sealine sul mercato italiano e croato per la commercializzazione.

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 8.100 chilometri quadrati (2.335 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2011, la produzione Eni nel Paese è stata di 131 mila boe/giorno.

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 8 licenze produttive. I principali giacimenti sono Asgaard (Eni 14,82%), Kristin (Eni 8,25%), Heidrun (Eni 5,24%), Mikkel (Eni 14,9%), Tyrihans (Eni 6,2%) e Morvin (Eni 30%) che nel 2011 hanno fornito il 76% della produzione Eni del Paese. Le facility di Asgaard 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.

È stato completato il programma di sviluppo del giacimento Morvin. Il picco produttivo di 22 mila boe/giorno è stato raggiunto nel corso dell'anno.

Sviluppo Continuano le attività di valorizzazione delle recenti scoperte nei pressi di Asgaard. In particolare è avvenuto lo start-up ad inizio aprile 2012 del giacimento Marulk (Eni 20%, operatore) con una produzione media attesa nel corso dell'anno di circa 20 mila boe/giorno (4 mila boe/giorno in quota Eni).

Esplorazione Eni partecipa in 33 Prospecting License con quote comprese tra il 5% e il 70%, 5 delle quali operate.

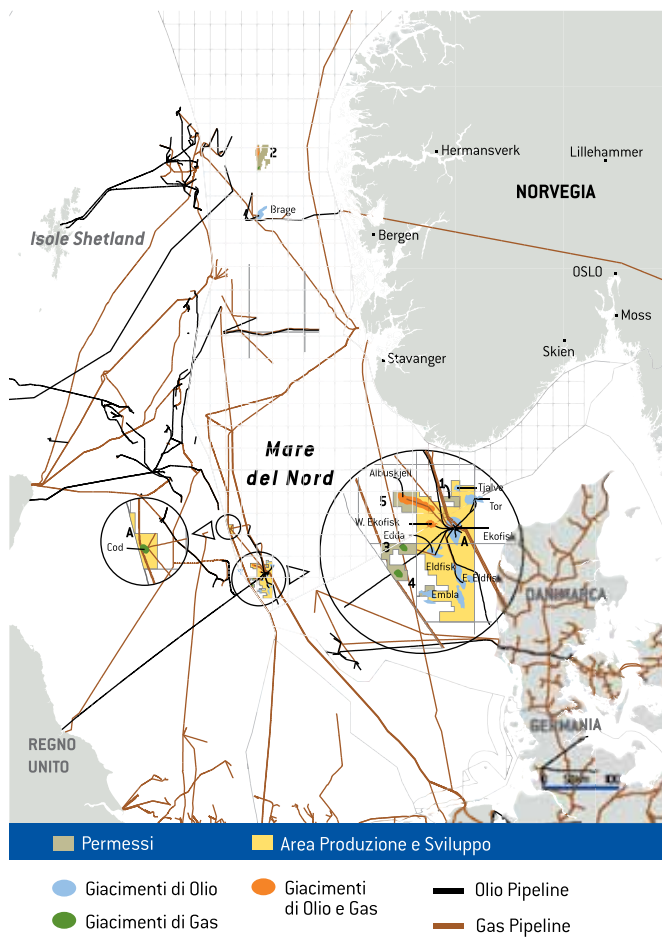
Mare del Nord Norvegese

Produzione Eni partecipa in 4 licenze produttive. Il principale giacimento è Ekofisk (Eni 12,39%) nella PL 018, che nel 2011 ha prodotto circa 32 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 24% 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 della produzione 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 6 Prospecting License con quote comprese tra il 12% e il 45%, una delle quali operata.



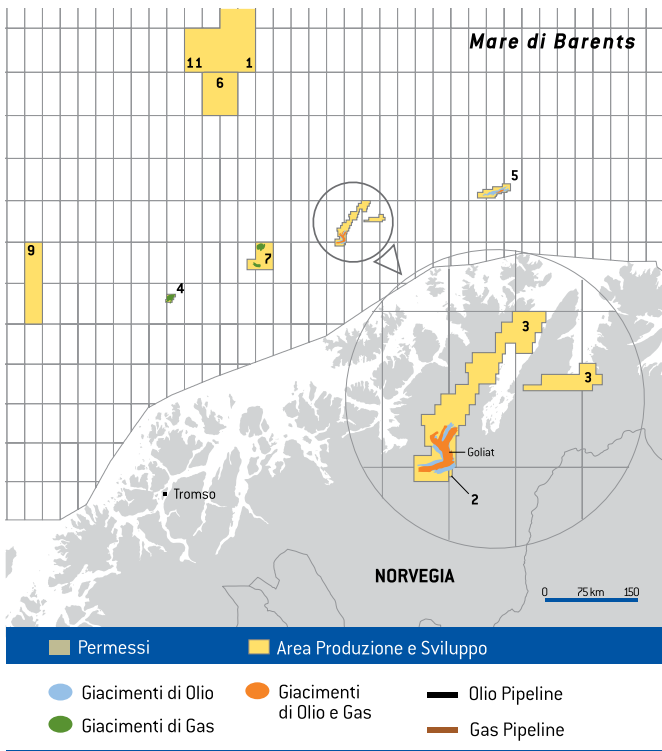
Mare di Barents

L'attività condotta nel Mare di Barents riguarda attualmente la fase esplorativa e di sviluppo. Eni è operatore delle Prospecting License 201 (Eni 66,67%), 489 (Eni 40%), 229-229B (Eni 65%), 529 (Eni 30%), 533 (Eni 40%) e partecipa nelle licenze 393 (Eni 30%), 226 (Eni 31%) e 532 (Eni 30%).

Nella licenza PL 532, l'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le due importanti scoperte a olio e gas di Skrugard e Havis, con riserve recuperabili stimate in circa 500 milioni di barili al 100%. Questo consente di realizzare un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente.

Sono state acquisite tre licenze esplorative: (i) la PL 657 (Eni 80%, operatore) nel gennaio 2012. In caso di successo esplorativo l'eventuale sviluppo potrà beneficiare della vicinanza delle facility del giacimento operato di Goliat (Eni 65%) e ridurre significativamente il time-to-market; (ii) nel maggio 2011, la PL 608 (Eni 30%) situata nelle immediate vicinanze della scoperta di Skrugard e la PL 226B (Eni 31%) in un'area ancora inesplorata ad elevata prospettiva.

L'attività di sviluppo è concentrata sul giacimento Goliat, la principale scoperta dell'area effettuata nel 2000 nella PL 229 a una profondità d'acqua di 370 metri. Il progetto sanzionato nel 2009, sta progredendo secondo i programmi, con start-up produttivo atteso alla fine del 2013 e una produzione a regime di 100 mila barili/giorno. Sono state completate le facility subsea ed è in corso di realizzazione la FPSO.



Nel corso dell'anno è stato implementato un protocollo operativo d'intesa con le Autorità Norvegesi per il rispetto della biodiversità nell'area di Goliat. Nell'ambito delle procedure per fronteggiare situazioni di emergenza sono stati sviluppati standard per testare i disperdenti e i beach cleaners che potrebbero essere impiegati nel caso di oil spill in vicinanza di zone costiere. Tali standard di emergenza saranno recepiti dalla legislazione norvegese e successivamente proposti a livello internazionale. Nell'anno sono state rafforzate partnership con le istituzioni e università locali finalizzate al potenziamento delle attività di training professionale per la formazione di personale qualificato per il progetto Goliat e per la gestione degli oil spill.

Regno Unito

Eni è presente nel Regno Unito dal 1964. L'attività è condotta nel Mare del Nord inglese, nel Mare d'Irlanda e in alcune aree ad est e ad ovest delle Isole Shetland per una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 2.899 chilometri quadrati (1.014 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2011, la produzione in quota Eni nel Paese è stata di 80 mila boe/giorno (di cui il 50% di liquidi). 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 (Eni 21,87%), West Franklin (Eni 21,87%), Liverpool Bay (Eni 53,9%), J-Block Area (Eni 33%), Andrew (Eni 16,21%), Flotta Catchment Area (Eni 20%) e MacCulloch (Eni 40%) che nel 2011 hanno fornito l'83% 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 relative attività di costruzione delle piattaforme produttive e di perforazione di sviluppo. Lo start-up produttivo è atteso a fine 2012; (ii) la fase 2 di sviluppo del giacimento a gas e condensati di West Franklin. Il progetto prevede la costruzione di una piattaforma, mentre è in corso la perforazione di pozzi di produzione che saranno collegati all'impianto di trattamento esistente di Elgin/Franklin. Lo start-up è atteso nel 2013; (iii) lo sviluppo del giacimento a petrolio e gas di Kinnoull (Eni 16,67%).

Le attività di perforazione dei pozzi produttivi, con completamento sottomarino, sono terminate. È in corso la costruzione della pipeline di collegamento alle facility di trattamento di Andrew, di cui è previsto l'upgrading per il trattamento della produzione addizionale. L'avvio produttivo è previsto nel 2013; e (iv) le attività di concept definition per la definizione del piano di sviluppo del giacimento a olio Mariner. La sanction del progetto è attesa nei primi mesi del 2013.

Esplorazione Eni partecipa in 43 blocchi esplorativi con quote comprese tra il 5% e il 100%, 5 dei quali operati. L'attività esplorativa finalizzata all'accertamento del potenziale minerario residuo, ha avuto esito positivo con l'appraisal della scoperta a gas e condensati di Culzean (Eni 16,95%) in prossimità del giacimento in produzione di Elgin/Franklin. Sono in corso le attività di delineazione della scoperta.

Ucraina

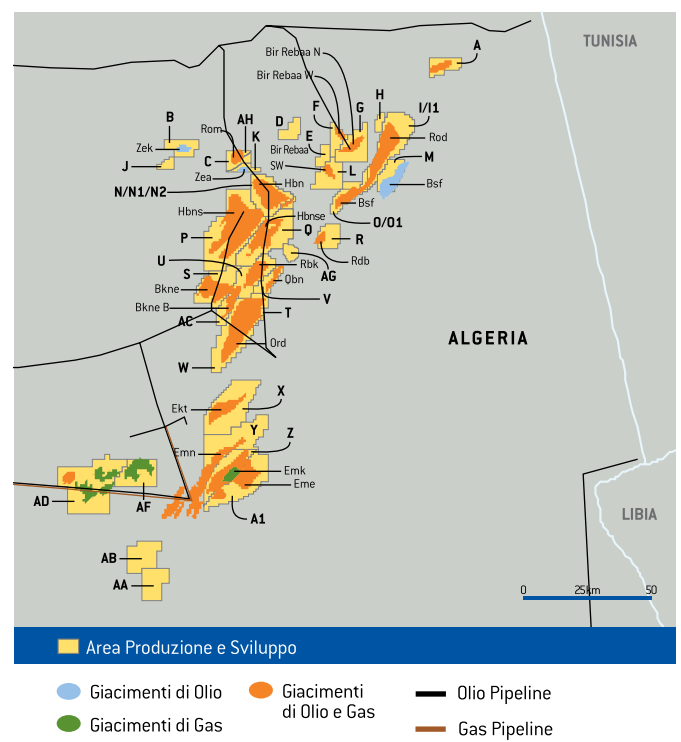
Nel luglio 2011, Eni ha acquisito dalla società Cadogan Petroleum plc un'interessenza in due licenze di esplorazione e sviluppo in aree comprese nel bacino Dniepr-Donetz, in Ucraina.

Eni ha acquisito una quota del 30% con un'opzione di acquisto fino al 60% della licenza esplorativa Pokrovskoe e il 60% della licenza Zagoryanska.

Africa Settentrionale

Algeria

Eni è presente in Algeria dal 1981; nel 2011 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 72 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 fino al 100%); (ii) il Blocco Rom Nord (Eni 35%); (iii) i Blocchi 401a/402a (Eni 55%); (iv) i Blocchi 403 (Eni 50%) e 404a (Eni 12,25%); (v) il Blocco 212 (Eni 22,38%) in cui sono state già effettuate scoperte esplorative; (vi) i Blocchi 208 (Eni 12,25%) e 405b (Eni 75%) in fase di sviluppo; (vii) i Blocchi in fase esplorativa 316b, 319a e 321a (permesso di Kerzaz) operati da Eni con una quota del 49%. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 19.619 chilometri quadrati (9.065 chilometri quadrati in quota Eni).



Nell'aprile 2011 Eni e Sonatrach hanno firmato un accordo di cooperazione per l'esplorazione e sviluppo di idrocarburi non convenzionali, in particolare di risorse di shale gas.

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 2011 l'area ha fornito circa il 20% 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 in corso di finalizzazione un nuovo sistema di pompaggio multi-fase della produzione per l'azzeramento del gas flaring dal 2012 in compliance alla legge del Paese.

Blocchi 401a/402a

Produzione Nel 2011 l'area ha fornito circa il 25% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti ROD/SFNE e satelliti. Sono in corso interventi di infilling nell'area in produzione per il mantenimento del plateau produttivo.

Blocco 403

Produzione Nel 2011 l'area ha fornito circa il 18% della produzione Eni nel Paese, principalmente dai giacimenti BRN, BRW e BRSW.

Blocco 405b

Sviluppo L'attività condotta nell'area riguarda lo sviluppo del progetto congiunto MLE e CAFC, asset acquisiti nel 2008 dalla società canadese First Calgary. La final investment decision è stata raggiunta per entrambi i programmi di sviluppo (progetto MLE nel 2009; CAFC nell'aprile 2010). Il progetto MLE prevede la realizzazione di un impianto di trattamento del gas della capacità di 10 milioni di metri cubi/giorno, che tratterà anche il gas prodotto dal giacimento CAFC, e la realizzazione di quattro pipeline di esportazione che saranno collegate al network del Paese. L'avvio produttivo è previsto nel 2012.

Il progetto CAFC prevede la realizzazione di un impianto per il trattamento dell'olio e sfrutterà le sinergie con gli impianti di produzione di MLE. Gli avvisi della produzione del gas e del petrolio del giacimento CAFC sono previsti rispettivamente nel 2012 e 2014.

Il progetto congiunto prevede il raggiungimento di un plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) entro il 2015.

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 11 mila barili/giorno in quota Eni. Lo start-up è previsto nel 2013.

Egitto

Eni è presente in Egitto dal 1954 ed è il primo operatore internazionale di idrocarburi con una produzione nel 2011 di 236 mila boe/giorno in quota Eni, rappresentando il 15% della produzione annuale di idrocarburi. Eni

opera su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 15.836 chilometri quadrati (5.898 chilometri quadrati in quota Eni). Le principali attività produttive Eni sono condotte: (i) nel Golfo di Suez, principalmente nel giacimento Belajim (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 Tamsah (Eni 50%, operatore), di Baltim (Eni 50%, operatore), di Ras el Barr (Eni 50%) con produzione prevalentemente a gas. Nel 2011, la produzione di queste concessioni ha rappresentato circa il 91% della produzione in quota Eni del Paese.

Nel luglio 2011 Eni e le Autorità di Stato dell'Egitto hanno raggiunto un accordo per rilanciare le attività petrolifere nel Paese in particolare nelle aree del Deserto Occidentale, nel Mar Mediterraneo e nella zona del Sinai, che riguarderanno sia lo sviluppo, attraverso la perforazione di pozzi aggiuntivi e l'accelerazione della produzione da nuove scoperte, sia l'esplorazione, con la perforazione di 12 pozzi.

Continua lo sviluppo nel Paese di tecnologie innovative di proprietà Eni quali la Circulation Device per un migliore controllo idraulico nelle attività di drilling, la realizzazione di un processo di recupero assistito innovativo (acoustic stimulation) e l'applicazione di un sistema di consolidamento sabbie che consente di mantenere sand-free la produzione.

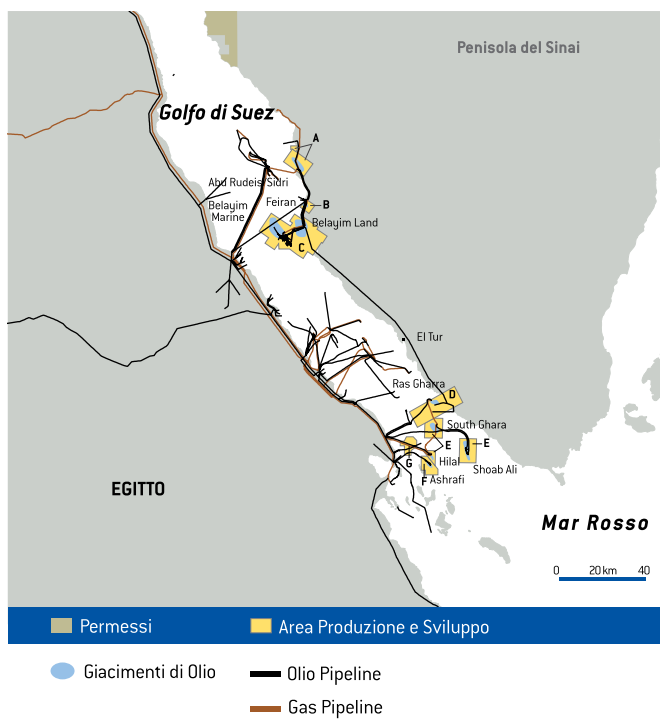
Le attività di esplorazione e produzione di Eni in Egitto sono regolate da contratti di Production Sharing Agreement.

Golfo di Suez

Produzione La produzione dell'area è fornita principalmente dal giacimento Belajim, la prima grande scoperta a olio nel Paese, che ha prodotto circa 59 mila barili/giorno in quota Eni nel 2011.

Sviluppo Sono proseguite le attività di perforazione di pozzi di infilling e l'ingegneria di base per l'upgrading del sistema di water injection del giacimento Belajim al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario.

Esplorazione L'attività esplorativa near field ha avuto esito positivo con i pozzi di scoperta a olio di BB-10, BLNE-1 e EBL-1 in prossimità del giacimento Belajim. I pozzi sono stati allacciati nel corso dell'anno alle facility presenti nell'area.

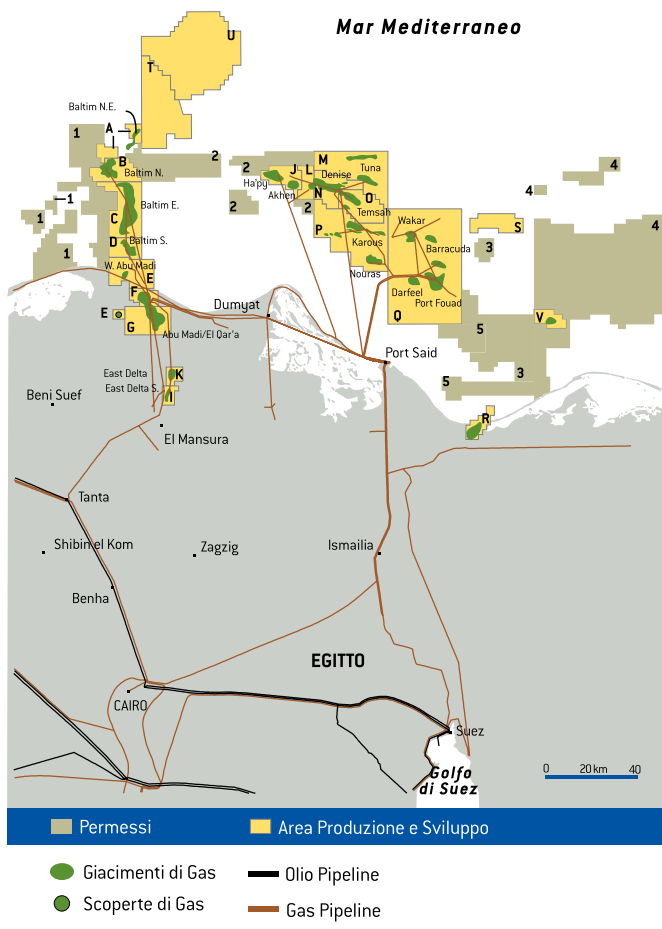


Delta del Nilo

North Port Said

Produzione Nel 2011, la produzione della concessione è stata di 31 mila boe/giorno in quota Eni (circa 4 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 4 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 31 milioni di metri cubi di gas/giorno e una produzione annua di circa 380 mila tonnellate di propano, 305 mila tonnellate di GPL e 1,5 milioni di barili di condensati. È in programma l'incremento della capacità di trattamento fino a 37 milioni di metri cubi/giorno.

Sviluppo Le iniziative in corso hanno l'obiettivo di mantenere la produzione di gas sul livello attuale. Sono stati eseguiti, inoltre, 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 2011 la produzione della concessione è stata di circa 20 mila boe/giorno (circa 3 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 3 mila barili/giorno di condensati) in quota Eni.

Sviluppo Nell'anno sono state completate le attività di potenziamento del terminale Abu Madi per incrementare la capacità di compressione a supporto della produzione di Baltim.

Ras el Barr

Produzione La concessione comprende i tre giacimenti Ha'py, Akhen e Taurt. Nel 2011, la produzione è stata di circa 5 milioni di metri cubi/giorno di gas in quota Eni.

El Temsah

Produzione La concessione comprende principalmente i campi di Temsah, Denise e Tuna la cui produzione nel 2011 è stata di circa 63 mila boe/giorno (circa 9 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 6 mila barili/giorno di condensati) in quota Eni. Nel 2011 è stata avviata la produzione del giacimento Denise B, seconda fase di sviluppo del giacimento omonimo, attraverso la perforazione di ulteriori 3 pozzi subsea collegati alle facility di produzione di Tuna e collegate alla piattaforma produttiva TNW2/Denise A. La produzione iniziale è pari a circa 7 mila boe/giorno. Il picco produttivo di circa 14 mila boe/giorno è atteso nel 2012.

La produzione della concessione è fornita, con volumi di circa 1 miliardo di metri cubi/anno per venti anni, all'impianto di liquefazione di Damietta di proprietà della Unión Fenosa Gas.

Sviluppo Proseguono le seguenti attività: (i) il potenziamento dell'impianto di El Gamil; (ii) il progetto Seth (Eni 50%). Il programma di sviluppo prevede la perforazione di due pozzi e l'installazione di una piattaforma produttiva. L'avvio è previsto nel 2012.

Esplorazione nel Delta del Nilo

L'area presenta un importante potenziale minerario residuo. Nell'anno l'attività esplorativa ha avuto esito positivo in prossimità di Abu Madi West (Eni 75%) con le due scoperte a gas di Nidoco West e Nidoco East allacciate alle facility produttive nell'area.

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 2011, le concessioni localizzate nel Western Desert hanno fornito circa il 5% della produzione in quota Eni del Paese.

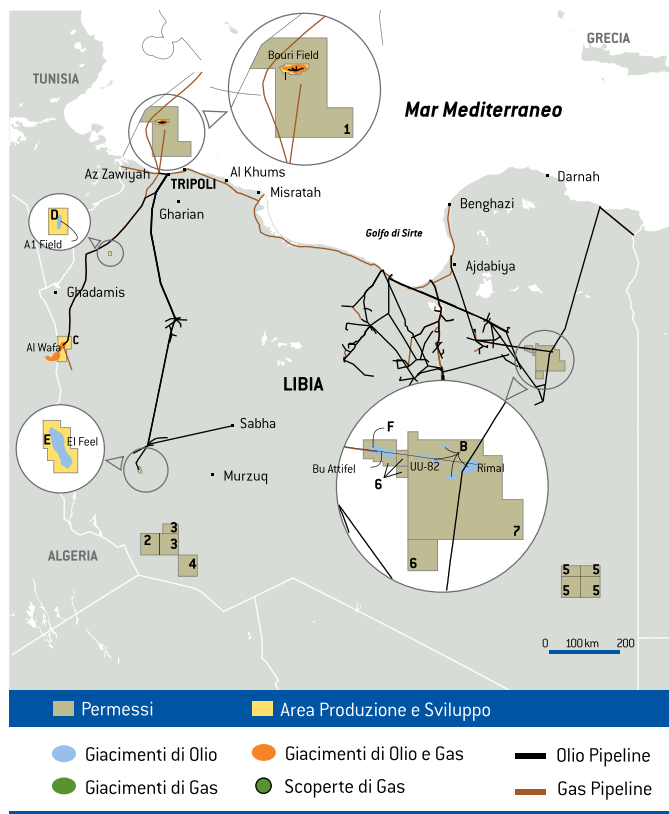
Esplorazione L'attività esplorativa near-field ha avuto esito positivo: (i) nella development lease Meleiha con i pozzi di scoperta mineralizzati a olio di Aman SW, Dorra-1X e Melehia North-1X, avviati in produzione; (ii) nella concessione East Kanayis (Eni 100%) con le due scoperte ad olio di Qattara Rim-3 e Qattara North-1.

Libia

Eni è presente in Libia dal 1959. La produzione del 2011 in quota Eni è stata pari a 112 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 26.634 chilometri quadrati (13.295 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 l'ex-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) 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 ad olio e al 2047 per quelle a gas.

Nel 2011, a causa del conflitto interno, la maggior parte delle attività produttive Eni nel Paese e le esportazioni di gas attraverso il gasdotto GreenStream sono state sospese per un periodo di circa 8 mesi, con la sola eccezione di alcune produzioni destinate ad alimentare le centrali di energia elettrica del Paese per finalità umanitarie. Le attività destinate



all'esportazione di gas sono riprese in ottobre con la riapertura del gasdotto GreenStream, incrementando i volumi di gas esportati in novembre con il riavvio della produzione del giacimento Bahr Essalam nell'offshore di fronte a Tripoli. Il management prevede il recupero e la piena regimazione del plateau ante crisi di 280 mila boe/giorno entro il secondo semestre del 2012.

Tunisia

Eni è presente in Tunisia dal 1961; nel 2011 la produzione in quota Eni è stata di 18 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), Oued 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 Adam, Djebel Grouz (Eni 50%), Oued Zar ed El Borma.

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

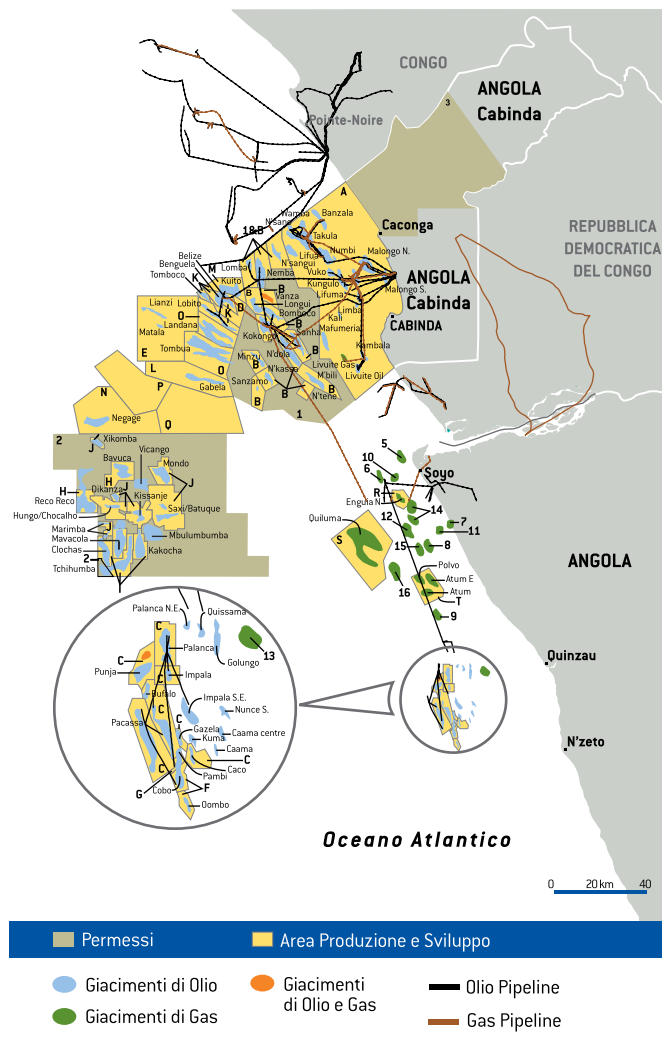
Angola

Eni è presente in Angola dal 1980; nel 2011 la produzione in quota Eni è stata di 102 mila barili/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie

complessiva sviluppata e non sviluppata di 24.996 chilometri quadrati (6.218 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.

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

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



Nel gennaio 2011, Eni si è aggiudicato il diritto per l'esplorazione e il ruolo di operatore del Blocco 35 nell'offshore profondo angolano, con una quota del 30%. In particolare, il contratto prevede la perforazione di 2 pozzi di commitment da effettuarsi nei primi 5 anni di attività esplorativa. L'operazione è stata approvata da parte delle competenti Autorità.

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 0 è suddiviso nelle due Aree A e B. Nel 2011, la produzione totale del blocco è stata di circa 364 mila barili/giorno (circa 36 mila in quota Eni). La produzione di petrolio dell'Area A, fornita principalmente dai giacimenti Takula, Malongo e Mafumeira, è stata di circa 23 mila barili/giorno in quota Eni. La produzione dell'Area B è stata di circa 13 mila barili in quota Eni, proveniente dai giacimenti di Bomboco, Kokongo, Lomba, N'Dola, Nemba e Sanha.

Sviluppo Nell'ambito delle attività di riduzione del flaring gas nel Blocco 0, sono proseguite le attività sul giacimento di Nemba nell'Area B, con completamento atteso nel 2013 e una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Le altre attività hanno riguardato: (i) il completamento delle facility di trasporto e di trattamento al terminale di Malongo; (ii) l'installazione del secondo treno di compressione sulla piattaforma del giacimento Nemba nell'Area B.

Nell'Area A si è conclusa la fase di Concept Definition dell'ulteriore fase di sviluppo del giacimento di Mafumeira. Il sanzionamento del progetto è atteso nel 2012, con start-up nel 2015.

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

Blocco 3

Produzione Il Blocco 3 è suddiviso in tre aree produttive offshore.

Nel 2011 la produzione complessiva dell'area è stata di circa 65 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 2011, le Development Area dell'ex Blocco 14 hanno prodotto circa 193 mila barili/giorno (circa 23 mila in quota Eni) pari a circa il 18% 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 2011; (ii) Landana e Tombua, avviati nel 2009, e con circa 9 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 11 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 di Landana/Tombua e di Benguela-Belize/Lobito-Tomboco, 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). L'avvio è atteso nel 2014.

Sviluppo Sono in corso attività di Concept Selection delle recenti scoperte di Malange e Lucapa. È in corso l'attività di Concept Definition dello sviluppo del campo di Lianzi.

Blocco 15

Produzione Nel 2011 le Development Area dell'ex Blocco 15 hanno prodotto circa 453 mila barili/giorno (circa 34 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 2011 i quattro giacimenti hanno prodotto complessivamente circa 272 mila barili/giorno (circa 16 mila in quota Eni). Altri importanti giacimenti del Blocco 15 sono Mondo, Saxi/Batuque e Xicomba che nel 2011 hanno prodotto complessivamente circa 159 mila barili/giorno (circa 17 mila in quota Eni). 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: (i) il progetto Kizomba satelliti-fase 1. Lo start-up è atteso entro la metà del 2012. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno (circa 21 mila in quota Eni) è atteso nel 2013; (ii) 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.

Blocco 15/06

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) la significativa scoperta a gas e condensati di Lira; (ii) la scoperta a olio Mukuvo-1, e i pozzi di appraisal Cinguvu-2 e Cabaça South East-3 mineralizzati a petrolio. Le scoperte conseguite nel Blocco 15/06 hanno incrementato il potenziale di risorse che saranno sviluppate nell'ambito dei due progetti West Hub, sanzionato nel 2010, e East Hub. Le attività di perforazione di commitment sono state completate in anticipo rispetto ai termini contrattuali, anche grazie all'applicazione delle tecnologie proprietarie Eni. Le tecnologie Enideep water dual casing (edwdc™), Depth Velocity Analysis ed Eni Circulation Device hanno permesso di massimizzare la sicurezza delle operazioni di perforazione in acque profonde attraverso un più accurato controllo idraulico del pozzo e l'aggiornamento in tempo reale dei dati di sottosuolo.

Il progetto West Hub prevede lo sviluppo delle scoperte Sangos, N'Goma e Cinguvu con risorse stimate in oltre 200 milioni di barili di petrolio. Lo schema di progetto prevede la perforazione di 16 pozzi sottomarini (10 produttori e 6 iniettori) collegati a una FPSO della capacità di 100 mila barili/giorno. Il gas associato sarà re-iniettato in giacimento. Lo start-up è atteso nel 2014 e picco produttivo pari a 80 mila barili/giorno. 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 23 pozzi sottomarini e l'installazione di una FPSO con una capacità di 100 mila barili/giorno. Lo start-up è atteso nel 2015. Ulteriori fasi di sviluppo sono in programma per l'avvio produttivo delle scoperte limitrofe.

Angola GNL

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 secondo trimestre del 2012.

Il GNL sarà inizialmente destinato al mercato statunitense con punto di consegna al terminale di rigassificazione di Pascagoula, nel Mississippi (quota Eni di capacità pari a circa 6,8 miliardi di metri cubi/anno).

È stata costituita una società congiunta tra i partner dell'iniziativa per la commercializzazione su altri mercati.

È stato inoltre costituito un consorzio con la compagnia di stato ed altri partner (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. Eni con il 20% svolge il ruolo di Technical Advisor.

Le concessioni assegnate al Gas Project si trovano nel Blocco 2 e l'accordo prevede una possibile assegnazione di aree nei Blocchi 1, 3, 15 e 15/06, Lower Congo Basin nell'offshore angolano. In particolare, l'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco 2 con i pozzi di appraisal Garoupa-2 e Garoupa Norte 1 mineralizzati a gas e condensati. È in corso il progetto per il potenziamento dei servizi sanitari di base (Primary Health Care) nell'area di Luanda con la riabilitazione ed equipaggiamento di strutture, tra cui un Centro nutrizionale e una rete di Centri di salute. Inoltre, sono state supportate campagne di vaccinazione in collegamento con i programmi sanitari del Paese e organizzate sessioni di formazione del personale locale.

Congo

Eni è presente in Congo dal 1968. La produzione in quota Eni nel 2011 è stata di 108 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 (5.020 chilometri quadrati in quota Eni). I giacimenti operati da Eni nel Paese sono 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 100%).

Altre significative aree in produzione sono i permessi partecipati con una quota del 35% di Pointe Noire Grand Fond, PEX e Likouala. Nella fase esplorativa, Eni partecipa nei Blocchi Mer Très Profonde Sud (Eni 30%) nell'offshore profondo e Nombi (Eni 37%) nell'onshore, mentre è operatore sul blocco esplorativo offshore di Marine XII (Eni 65%).



Nel 2011 è stato firmato con la Repubblica del Congo un Memorandum of Understanding per la realizzazione di un progetto integrato per il miglioramento delle condizioni di vita degli abitanti intorno all'area industriale di M'Boundi, in ambito di salute, istruzione, ambiente e sviluppo economico.

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 M'Boundi (43 mila boe/giorno), Awa Paloukou (6 mila boe/giorno), Zatchi (9 mila boe/giorno), Loango (6 mila boe/giorno), Ikalou (6 mila boe/giorno), Foukanda, Djambala e Mwafi e Kitina (7 mila boe/giorno complessivamente) e dai giacimenti non operati situati nei permessi produttivi PEX, Pointe Noire Grand Fond e Likouala (complessivamente 24 mila boe/giorno).

Nel corso dell'anno è stato conseguito l'avvio produttivo del giacimento offshore Libondo nel permesso di PEX, con una produzione di circa 3 mila boe/giorno in quota Eni.

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 atteso nel 2012. Inoltre, a partire dal 2009, sono stati finalizzati contratti di lungo termine per la fornitura del gas associato di M'Boundi per alimentare tre facility nell'area di Pointe Noire: (i) l'impianto di potassio, in costruzione, di proprietà della società canadese MAG Industries; (ii) l'esistente impianto di generazione di energia elettrica di Djeno (CED - Centrale Elettrica di Djeno) con una produzione pari a 50 MW; (iii) la nuova centrale di produzione di energia elettrica 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 2011 le forniture di M'Boundi alle centrali elettriche CEC e CED sono state pari a circa 3 milioni di metri cubi/giorno (17 mila boe/giorno in quota Eni). Continuano le attività del progetto RIT relativo alla riabilitazione della linea elettrica di Pointe Noire-Brazzaville, nell'ambito del progetto integrato per la valorizzazione del gas del Paese. Le altre attività dell'anno hanno riguardato interventi di ottimizzazione dei giacimenti in produzione anche attraverso l'applicazione di nuove tecnologie, tra le quali: (i) in un pozzo del giacimento Loango, l'applicazione di una tecnologia di perforazione che aumenta l'area di contatto pozzo-reservoir con un incremento di produzione di circa 300 barili/giorno; (ii) nel giacimento Zatchi, un sistema innovativo di consolidamento sabbie ha consentito di mantenere sand-free la produzione.

Nel corso dell'anno è stato raggiunto l'obiettivo di zero gas flaring sul campo offshore di Kitina a seguito del completamento della seconda fase del progetto water alternate gas.

Nell'ambito degli accordi di cooperazione, uno dei progetti riguarda la ricerca e lo sfruttamento di oli non convenzionali nei due permessi onshore di sabbie bituminose di Tchikatanga e Tchikatanga-Makola della superficie complessiva di circa 1.790 chilometri quadrati. Studi preliminari hanno evidenziato un importante potenziale minerario. Eni ha in programma la valorizzazione degli oli pesanti che saranno estratti dalle sabbie anche attraverso il possibile utilizzo della tecnologia proprietaria EST. Tale tecnologia è in grado di azzerare il residuo pesante della lavorazione massimizzando la resa in prodotti leggeri. Il progetto beneficerà delle sinergie derivanti dall'utilizzo delle infrastrutture del campo operato di M'Boundi.

Ghana

Eni è presente nel Paese dal 2009, a seguito dell'acquisizione dei due blocchi esplorativi di Offshore Cape Three Point South e Offshore Cape

Three Point (Eni operatore con una quota del 47,2%).

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Sankofa-2 e la scoperta Gye Nyame entrambe mineralizzate a gas e condensati, nella licenza Offshore Cape Three Points. I successi esplorativi hanno beneficiato dell'applicazione delle tecnologie proprietarie nel campo di seismic imaging di recente sviluppo e di drilling, tra cui Eni Circulation Device per un controllo idraulico più efficace durante le attività. Sono in corso di studio possibili sinergie di sviluppo delle recenti scoperte.

Nell'anno è stato avviato un progetto a favore delle comunità di pescatori dello Jomoro District che prevede il miglioramento dell'accesso ai servizi sanitari, il sostegno dell'economia locale e programmi di formazione volti al miglioramento della gestione dell'attività economica da parte delle donne e dei giovani.

Mozambico

Eni è presente nel Paese dal 2006, a seguito dell'acquisizione del Blocco Area 4 (Eni 70%, operatore) nel bacino offshore di Rovuma.

L'attività esplorativa dell'anno ha avuto esito positivo con le scoperte giant di gas: (i) il pozzo esplorativo Mamba Sud 1 con un potenziale minerario stimato in 637,5 miliardi di metri cubi di gas in posto; (ii) Mamba Nord 1 con risorse potenziali pari a 212,5 miliardi di metri cubi; e (iii) Mamba Nord Est 1 con risorse potenziali di almeno 283 miliardi di metri cubi. I successi esplorativi conseguiti nell'area hanno beneficiato dell'applicazione di sistemi proprietari di elaborazione delle immagini sismiche. I pozzi sono stati perforati con la tecnologia proprietaria Eni deep water dual casing (edwcd™).

La scoperta a gas giant in Mozambico, una delle più importanti mai realizzate da Eni in qualità di operatore, supera ogni aspettativa e apre straordinarie opportunità di sviluppo in Asia dove il fabbisogno energetico cresce a ritmi sostenuti.

Lo schema di progetto completo prevede una produzione per pozzo pari a circa 4 milioni di metri cubi/giorno (pari a circa 25 mila boe/giorno).

Nel prossimo biennio è in programma la perforazione fino a 8 ulteriori pozzi nelle aree limitrofe al fine di valorizzare l'alto potenziale del complesso Mamba, con un investimento stimato in €400 milioni.

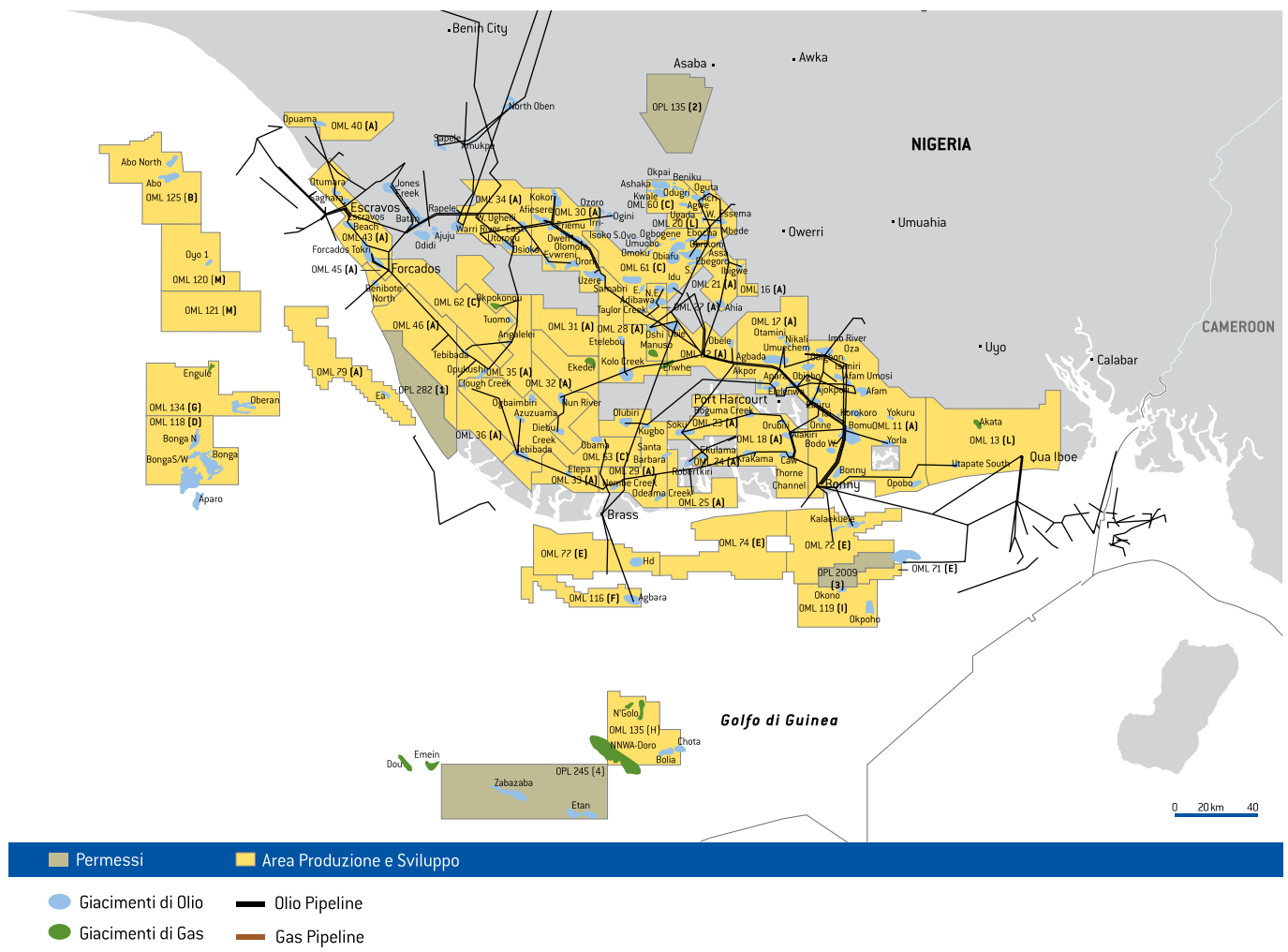
Nigeria

Eni è presente in Nigeria dal 1962; nel 2011 la produzione di idrocarburi in quota Eni è stata di 160 mila boe/giorno. L'attività è condotta su di una superficie sviluppata e non sviluppata di 40.625 chilometri quadrati (8.491 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 OML 125 (Eni 85%) e OMLs 120-121 (Eni 40%), partecipa nell'OML 118 (Eni 12,5%), nonché nei service contract OMLs 119 e 116.

Attraverso la SPDC JV, la principale joint venture petrolifera del Paese, Eni partecipa in 28 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 (ex OPL 211) (Eni 85%) nell'offshore e dell'OPL 282 (Eni 90%) e OPL 135 (Eni 48%) nell'onshore. Inoltre partecipa nell'OML 135 (ex OPL 219) (Eni 12,5%).



Nel corso dell'anno sono state completate alcune operazioni di ottimizzazione del portafoglio di asset in produzione nel Paese, nell'ambito di una strategia di crescita selettiva degli investimenti: (i) l'acquisizione di una quota del 49% nel Blocco OPL 2009 dalla società GEC Petroleum Development Company (GDPC) e l'assegnazione ad Eni da parte del Governo di una quota del 50% nel Blocco OPL 245 oltre alla relativa licenza e al ruolo di operatore; (ii) la cessione della partecipazione del 5% nei Blocchi OML 26 e OML 42; (iii) il perfezionamento dell'accordo di cessione del 40% nei Blocchi OML 120 e 121. L'operazione è soggetta all'approvazione delle competenti Autorità.

Nel 2011 sono state completate le facility per la fornitura di energia elettrica presso otto comunità nell'area del Delta del Niger, con un investimento complessivo di circa €1 milione. Il progetto che comprende la realizzazione di tutte le infrastrutture necessarie, prevede il raggiungimento di ulteriori diciassette 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 OML 60, 61, 62 e 63 hanno fornito nel 2011 il 42% della produzione Eni nel Paese, pari a circa 66 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 2011, 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 due principali iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny e di flaring down dell'area. Nell'ambito delle iniziative relative al supply dell'impianto GNL di Bonny, è stato completato l'aumento della capacità dell'impianto di Obiafu/Obrikom per la compressione e l'esportazione del gas 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. Con lo stesso obiettivo è in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo con start-up in early-production nel 2012. Sono stati completati nel biennio 2010-2011 i progetti di flaring down presso le unità produttive di Kwale, Obiafu/Obrikom e il centro olio di Ebocha. Il programma prosegue attraverso l'upgrading della flowstation del giacimento Idu e dell'impianto di trattamento di Ogbainbiri, con completamento atteso nel 2012.

Blocco OML 118

Produzione Nel 2011 il giacimento Bonga ha prodotto circa 14 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 2011 hanno prodotto circa 7 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.

È in corso di completamento il progetto Phase 2A che prevede la perforazione di due pozzi produttivi sottomarini collegati alla FPSO presente nell'area per lo sviluppo di risorse aggiuntive pari a 23 milioni di barili di petrolio. Lo start-up è previsto nel 2012.

Blocco OML 125

Produzione La produzione è fornita dal giacimento Abo che nel 2011 ha prodotto circa 21 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.

Blocco OPL 245

L'area comprende il maggiore potenziale minerario non sviluppato dell'offshore profondo del Paese. Le attività riguardano solo la fase di pre-sviluppo e esplorazione. Le riserve scoperte sono stimate in circa 500 milioni di boe. Le attività a progetto prevedono uno sviluppo in via accelerata dei giacimenti Zabazaba e Etan, con start-up in early production atteso nel 2014. Lo schema preliminare di sviluppo prevede l'installazione di una FPSO con una capacità di 120 mila boe/giorno, la perforazione di 28 pozzi produttivi e la realizzazione delle facility di collegamento all'impianto di liquefazione di Bonny.

L'attività esplorativa in programma prevede l'appraisal delle scoperte già presenti nel blocco.

SPDC Joint Venture (NASE)

Nel 2011, la produzione fornita dalla SPDC JV ha rappresentato circa il 30% della produzione Eni nel Paese, pari a circa 47 mila boe/giorno. È in sviluppo il giacimento a liquidi e gas Forcados/Yokri, parte del progetto integrato associated gas gathering per assicurare, attraverso il collegamento all'esistente gas pipeline di Escravos-Lagos, le forniture al mercato domestico. Lo start-up è previsto nel 2013.

Nel Blocco OML 28 continua la campagna di drilling nell'ambito del progetto integrato di 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.

L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal Opugbene 2, mineralizzato a gas e condensati nel Blocco OML 36.

Nigeria GNL

Eni partecipa con il 10,4% nella jointventure 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 settima 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 vent'anni dalle produzioni della SPDC JV e della NAOC JV dai Blocchi OMLs 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 48 mila boe/giorno). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di

lungo termine sul mercato 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 OML 60 e 61. Sono stati stipulati i contratti preliminari di vendita di lungo termine dell'intera disponibilità di GNL; in tale ambito Eni ha acquisito 1,67 milioni di tonnellate/anno di GNL (pari a 2,3 miliardi di metri cubi/anno). Il GNL sarà consegnato prevalentemente al terminale di rigassificazione di Cameron in Louisiana negli Stati Uniti nel quale Eni possiede una capacità di circa 5,7 miliardi di metri cubi/anno. Proseguono le attività di front end engineering, la final investment decision è attesa nel 2012.

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.

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 (NCO) 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 della parte onshore della successiva fase di sviluppo (Fase 2) del giacimento.

Il Consorzio è focalizzato sul completamento della Fase 1 e il conseguente avvio della produzione. A fine dicembre lo stato di avanzamento della Fase 1 è pari al 90%; in particolare, le tranches 1 e 2 propedeutiche all'avvio della produzione, risultano completate per circa il 98%. Il Consorzio persegue l'obiettivo, tecnicamente conseguibile, dell'avvio della produzione entro fine 2012 o nei primi mesi del 2013.

La Fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) è in esecuzione con l'obiettivo di raggiungere una capacità produttiva iniziale di 150 mila barili/giorno che nel 2014, con l'avvio del secondo treno e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento, raggiungerà 370 mila barili/giorno. La capacità produttiva della Fase 1 aumenterà fino a 450 mila barili/giorno con lo sviluppo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione di gas la cui definizione è attualmente

in corso; la presentazione del progetto alle Autorità è prevista nel 2012. Per la Fase 2 sono in corso studi di ottimizzazione dello schema di sviluppo che si prevede verranno completati nel corso del 2012.

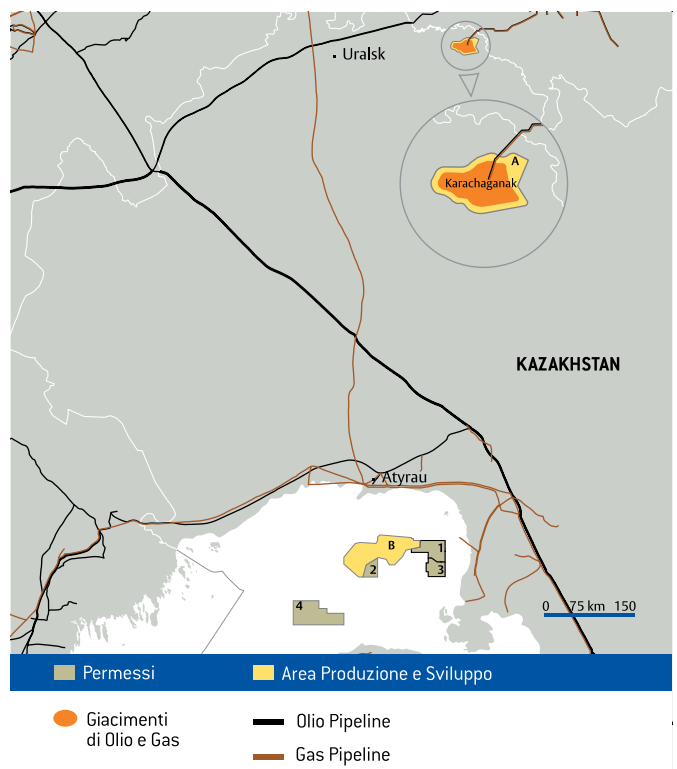
Considerando gli ampi tempi di realizzazione del progetto ed il fatto che parte degli investimenti verrà sostenuta dopo l'avvio della produzione, Eni ritiene che l'impegno finanziario per lo sviluppo complessivo del giacimento di Kashagan non avrà impatti significativi sulla liquidità e sulla capacità di Eni di sostenere i futuri piani di investimento richiesti dal progetto. Gli investimenti delle fasi successive all'Experimental Program comprenderanno anche la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione incrementale del giacimento verso i mercati internazionali.

Prosegue l'impegno Eni nella tutela dell'ambiente e degli ecosistemi nell'area del Mar Caspio, con il completamento della prima fase del programma integrato per la gestione della biodiversità. Il progetto Eni relativo all'area del Delta dell'Ural (Ural River Park Project-URPP) è in fase conclusiva. L'obiettivo del progetto è di inserire il territorio nel programma Man and Biosphere dell'UNESCO, con il patrocinio del Ministro della Protezione Ambientale della Repubblica del Kazakhstan. La tecnologia Eni-Extreme Lean Profile (x-lp™) è stata utilizzata nella perforazione dei pozzi di sviluppo consentendo di ridurre i costi e l'impatto ambientale della perforazione. Inoltre, in un pozzo di sviluppo è stata applicata per la prima volta un'innovativa valvola di sicurezza installata nel casing e realizzata in acciaio speciale per resistere a condizioni corrosive legate a fluidi di giacimento.

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 con una quota del 32,5%.



Il 14 dicembre 2011 le Contractors Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazakhe hanno firmato un accordo vincolante con la Repubblica del Kazakistan per la chiusura di tutti i contenziosi in corso e l'ingresso nel consorzio della Compagnia di Stato KazMunaiGaz (KMG). L'ingresso della KMG nel Consorzio si realizzerà attraverso la cessione pro-quota da parte delle società del Consorzio del 10% del progetto, per l'incasso netto di \$1 miliardo (\$325 milioni in quota Eni). Inoltre, l'accordo prevede il rilascio di capacità 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). L'accordo diverrà effettivo entro il 30 giugno 2012 al verificarsi di una serie di condizioni sospensive. Gli effetti economici e sugli entitlement di riserve e produzioni saranno rilevati nell'esercizio 2012 al perfezionarsi dell'operazione.

Produzione La produzione di Karachaganak nell'anno è stata di 239 mila barili/giorno di liquidi (64 mila in quota Eni) e 24 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale (circa 7 milioni in quota Eni). L'attività operativa è condotta producendo liquidi (condensati e olio) dalle parti più profonde del campo e re-iniettando nelle parti superiori parte del gas associato prodotto. Circa l'85% della produzione di liquidi è stabilizzata presso il Karachaganak Processing Complex (KPC) della capacità di circa 240 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 locale russo presso il terminale di Orenburg.

Sviluppo È stata completata una quarta unità di trattamento che consente di aumentare i liquidi destinati all'esportazione attraverso il Caspian Pipeline Consortium.

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 reiniezione 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 kazakha. Sono in corso iniziative nell'ambito di progetti idrico-energetici a sostegno delle comunità locali. In particolare è stata completata la realizzazione del gasdotto Aksai-Uralsk ed è in programma la costruzione di: (i) facility per incrementare la disponibilità di acqua potabile nell'area di Berezovka; (ii) una rete elettrica collegata alla centrale di Uralsk da 54 MW.

Resto dell'Asia

Cina

Eni è presente in Cina dal 1984. Nel 2011 la produzione in quota Eni è stata di 8 mila boe/giorno. L'attività è concentrata nell'offshore del Mar Cinese Meridionale su una superficie complessiva sviluppata e non sviluppata di 5.526 chilometri quadrati (5.365 chilometri quadrati in quota Eni).

Nel gennaio 2011 Eni e Petrochina hanno firmato un Memorandum of Understanding per promuovere iniziative congiunte nello sviluppo degli idrocarburi convenzionali e non convenzionali in Cina e all'estero. L'accordo prevede l'applicazione di tecnologie avanzate nell'ambito dello sfruttamento di risorse non convenzionali. Analogo accordo strategico è stato firmato nel luglio 2011 con Sinopec.

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%.

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-OG (Eni 16,33%).

India

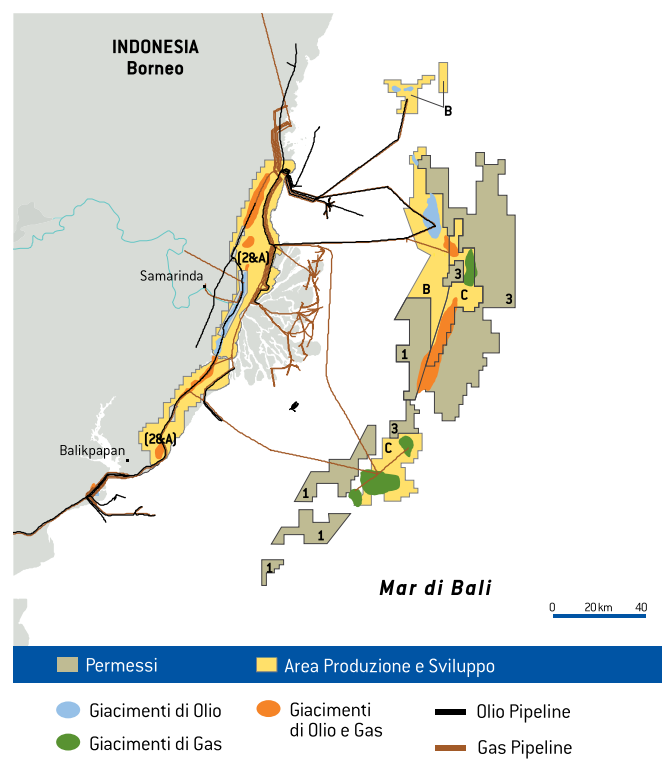
Eni è presente in India dal 2005 con attività di esplorazione e sviluppo di idrocarburi su una superficie sviluppata e non sviluppata di 25.570 chilometri quadrati (9.206 chilometri quadrati in quota Eni). La produzione dell'anno è stata pari a 4 mila boe/giorno in quota Eni.

I principali giacimenti in produzione/sviluppo sono localizzati nell'offshore del Cauvery Basin in prossimità della costa sud-orientale del Paese.

Produzione La produzione è fornita essenzialmente dal giacimento a gas di PY-1, asset detenuto dalla società Hindustan Oil Exploration Company Ltd (Eni 47,18%), acquisita nell'ambito dell'operazione Burren. La produzione è venduta alla società di Stato del Paese.

Indonesia

Eni è presente in Indonesia dal 2001; nel 2011 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. La superficie complessiva sviluppata e non sviluppata è di 28.841 chilometri quadrati (17.719 chilometri quadrati in quota Eni) su un totale di 12 blocchi.



Nel 2011 sono stati assegnati a Eni due contratti esplorativi su temi a gas, entrambi con il ruolo di operatore: (i) il Blocco Arguni I al 100% situato offshore e onshore nel bacino di Bintuni, nelle vicinanze di un terminale di liquefazione. Il programma di commitment prevede l'acquisizione di sismica e la perforazione di due pozzi nei primi tre anni della licenza; (ii) il Blocco North Ganai in consorzio con altre compagnie internazionali, situato nell'offshore indonesiano nei pressi delle importanti scoperte di Jangkrik e del terminale di liquefazione partecipato di Bontang. Il programma di commitment prevede l'acquisizione di sismica e la perforazione di un pozzo durante i primi tre anni della licenza.

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 37,81%), 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 Nel corso dell'anno, il piano di sviluppo su temi a gas dei progetti operati Jangkrik (Eni 55%) e Jau (Eni 85%) è stato approvato dalle competenti Autorità del Paese. Le attività di sviluppo offshore del giacimento Jangkrik comprendono la perforazione di pozzi produttori, l'installazione di una Floating Production Unit per il trattamento del gas e dei condensati prodotti nonché la realizzazione delle facility di trasporto per la connessione al network onshore esistente per il collegamento all'impianto di Bontang per il gas; i condensati saranno trasportati agli impianti di trattamento esistenti nell'area. L'avvio produttivo è atteso nel 2016.

Il progetto offshore del giacimento Jau prevede la perforazione di pozzi produttori e la connessione alle facility di trattamento per il trasporto onshore via pipeline. Lo start-up è atteso nel 2016.

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 importanti sinergie con gli impianti di produzione e di trattamento esistenti in Sanga Sanga, compreso l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang. Lo start-up è atteso nel 2013. Nel novembre 2011, è stato firmato con la compagnia elettrica di Stato Indonesiana PT Perusahaan Listrik Negara, un Memorandum of Understanding per la fornitura di gas da CBM per circa 14 mila metri cubi/giorno per almeno 5 anni (pari a circa 5 milioni di metri cubi/anno) per l'alimentazione di una centrale elettrica. La finalizzazione del contratto di fornitura è in corso.

Nell'ambito delle attività condotte da Eni a sostegno delle comunità locali, sono stati effettuati attività medico-chirurgiche sulla popolazione infantile, in particolare nell'East Kalimantan, in prossimità del permesso di Bukat (Eni 66,25%, operatore).

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas di Jangkrik Nord Est nel Blocco Muara Bakau (Eni 55%, operatore), nel bacino di Kutei.

Iran

È in fase di finalizzazione l'hand over formale ai partner locali del progetto Darquain, unica attività ancora condotta da Eni nel Paese. Una volta completato, le attività Eni si limiteranno al recupero degli investimenti sostenuti.

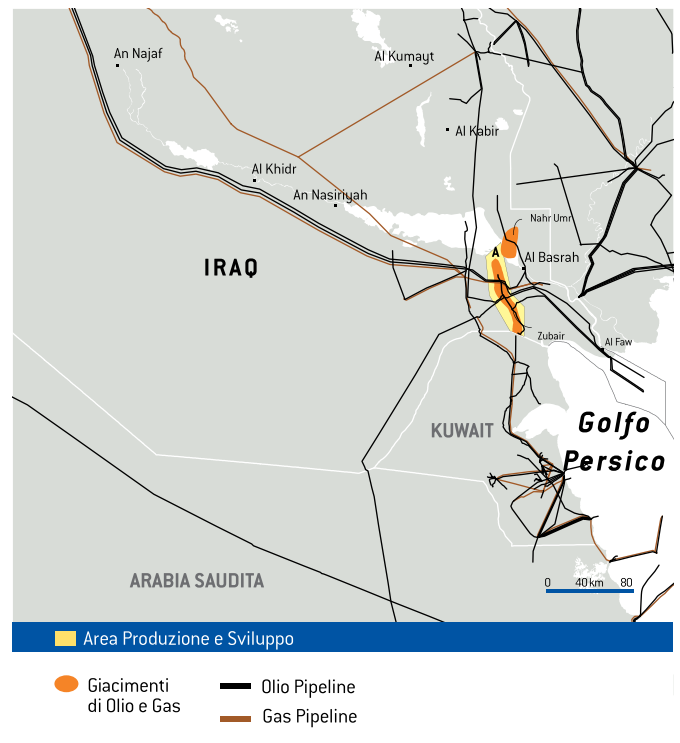
Iraq

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 2011 ha prodotto 7 mila barili/giorno in quota Eni.

Le attività di esplorazione e sviluppo sono regolate da un Technical Service Contract.

Il progetto della durata di 20 anni estendibili per ulteriori 5, prevede il raggiungimento progressivo del target di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno entro il 2016. Sono previste due fasi integrate e consequenziali: (i) Rehabilitation Plan finalizzato sia al miglioramento delle attuali condizioni operative e ad arrestare il declino produttivo sia a svolgere attività di appraisal sui giacimenti in produzione o scoperti, ma non ancora sviluppati; (ii) Enhanced Redevelopment Plan che consentirà il raggiungimento del target plateau.

Sono state avviate le attività del progetto pilota Water Agribusiness nell'area di Zubair. Il programma ha l'obiettivo di implementare un modello di produzione rurale sostenibile che si basa sul riutilizzo dell'acqua proveniente dalle produzioni agricole creando unità produttive con bassi costi di gestione anche attraverso una maggiore efficienza energetica. Il progetto mira alla creazione di un modello di sviluppo di riferimento a livello internazionale per accrescere le opportunità d'investimento e creare occupazione.



Pakistan

Eni è presente in Pakistan dal 2000; nel 2011 la produzione media giornaliera in quota Eni è stata di 58 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 22.953 chilometri quadrati (9.289 chilometri quadrati in quota Eni).

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

Produzione I principali permessi partecipati da Eni sono Bhit (Eni 40%, operatore), Sawan (Eni 23,68%) e Zamzama (Eni 17,75%) che nel 2011 hanno prodotto circa l'81% della produzione Eni nel Paese.

Sviluppo Le principali attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato il contrasto del declino naturale dei giacimenti in produzione: (i) nel campo di Bhit dove è stato completato il sistema di compressione. Sono in corso attività di drilling e interventi di ottimizzazione della produzione al fine di estendere il plateau produttivo; (ii) nel campo di Zamzama

dove si è conclusa la prima fase del progetto Front End Compression. È in programma la perforazione di due pozzi nel 2012; (iii) i progetti Miano Front End Compression (Eni 15%) e Badhra Field Compression (Eni 40%, operatore) sono stati completati nel corso dell'anno.

Nell'ambito delle iniziative a sostegno delle comunità locali, sono state realizzate strutture sanitarie e facility di distribuzione e gestione di acqua potabile in prossimità delle aree di Bhit, Bahdra e Kadanwari.

L'utilizzo di algoritmi innovativi proprietari di elaborazione dei dati sismici tra i quali Common Reflection Surface Stack (e-crs™) ha permesso di evidenziare chiaramente la struttura mineralizzata e quindi di posizionare con successo il pozzo Badhra 6.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con: (i) il pozzo esplorativo Kadanwari-27, nell'omonimo permesso (Eni 18,42%), che ha prodotto in fase di test fino a 1,4 milioni di metri cubi/giorno; (ii) il pozzo di scoperta Lundo e di appraisal Tajjal 4, nel permesso di Gambat (Eni 23,7%). Il secondo con avvio produttivo atteso nel 2012; (iii) con il pozzo esplorativo Misri Bhambroo nel permesso SW Miano II (Eni 33,3%).

Russia

Eni è presente in Russia dal 2007 a seguito dell'acquisizione di asset nell'ambito della liquidazione della società locale Yukos. Gli asset acquisiti in joint-venture con Enel (60% Eni; 40% Enel) includono tre società attive nella ricerca e sviluppo di gas naturale: OAO Arctic Gas Company, ZAO Urengoi Inc e OAO Neftegaztehnologia delle quali è stato ceduto nel settembre 2009 il 51% a Gazprom in forza dell'esercizio della call option da parte della società russa.

Le tre società, gestite dalla subholding OOO SeverEnergia (Eni 29,4%, dopo la cessione a Gazprom), possiedono 4 blocchi esplorativi/in sviluppo, localizzate nella regione di Yamal Nenets, con importanti risorse a gas e condensati stimate pari a 1,6 miliardi di boe: (i) la OAO Arctic Gas Company possiede le due licenze di esplorazione e sviluppo di Sambursky e Yevo-Yakhinsky, che includono sette giacimenti a gas e condensati in fase di appraisal/sviluppo. I principali giacimenti sono Samburgskoye, Urengoisoye e Yevo. Il giacimento Samburgskoye è stato il primo ad essere sviluppato. Nel settembre 2011 è stato firmato il contratto che sancisce l'impegno di Gazprom ad acquistare il gas prodotto dal giacimento. Tale accordo ha consentito di approvare la Final Investment Decision (FID) per lo sviluppo del giacimento e nell'aprile 2012 è stata avviata la produzione, con un livello produttivo stimato in circa 43 mila boe/giorno (circa 14 mila boe/giorno in quota Eni).

Nel corso dell'anno è stata conseguita la FID anche per il giacimento onshore a gas e condensati di Urengoisoye. Lo start-up è atteso nel 2014; (ii) la ZAO Urengoi Inc possiede la licenza di esplorazione e sviluppo del giacimento a gas e condensati di Yaro-Yakhinskoye. Lo schema iniziale di sviluppo è in corso di autorizzazione da parte delle competenti Autorità. Lo start-up è atteso nel 2012; (iii) la OAO Neftegaztehnologia possiede la licenza di esplorazione e sviluppo del giacimento Severo Chaselskoye.

Il plateau produttivo stimato in 200 mila boe/giorno dei progetti di sviluppo in corso è atteso nel 2019, a seguito dell'ulteriore start-up nel 2018 dei due giacimenti Yevo e Severo.

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 2011, la produzione in quota

Eni è stata di 11 mila barili/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 al Turkmenneft, tramite il grid locale.

America

Ecuador

Eni è presente in Ecuador dal 1988, nel 2011 la produzione in quota Eni è stata di 7 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 contrastare il naturale declino produttivo.

Stati Uniti

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

La superficie sviluppata e non sviluppata si estende per 8.982 chilometri quadrati (5.123 chilometri quadrati in quota Eni). Nel 2011 la produzione di petrolio e gas in quota Eni è stata di 98 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 307 blocchi di esplorazione e sviluppo nell'offshore profondo e convenzionale del Golfo del Messico, di cui 191 come operatore.

Produzione I principali giacimenti operati sono Allegheny, Appaloosa e Morphet (Eni 100%); Longhorn-Leo, Devils Towers e Triton (Eni 75%) nonché King Kong (Eni 54%) e Pegasus (Eni 58%). Inoltre Eni partecipa nei giacimenti di Medusa (Eni 25%), Europa (Eni 32%) e Thunder Hawk (Eni 25%).

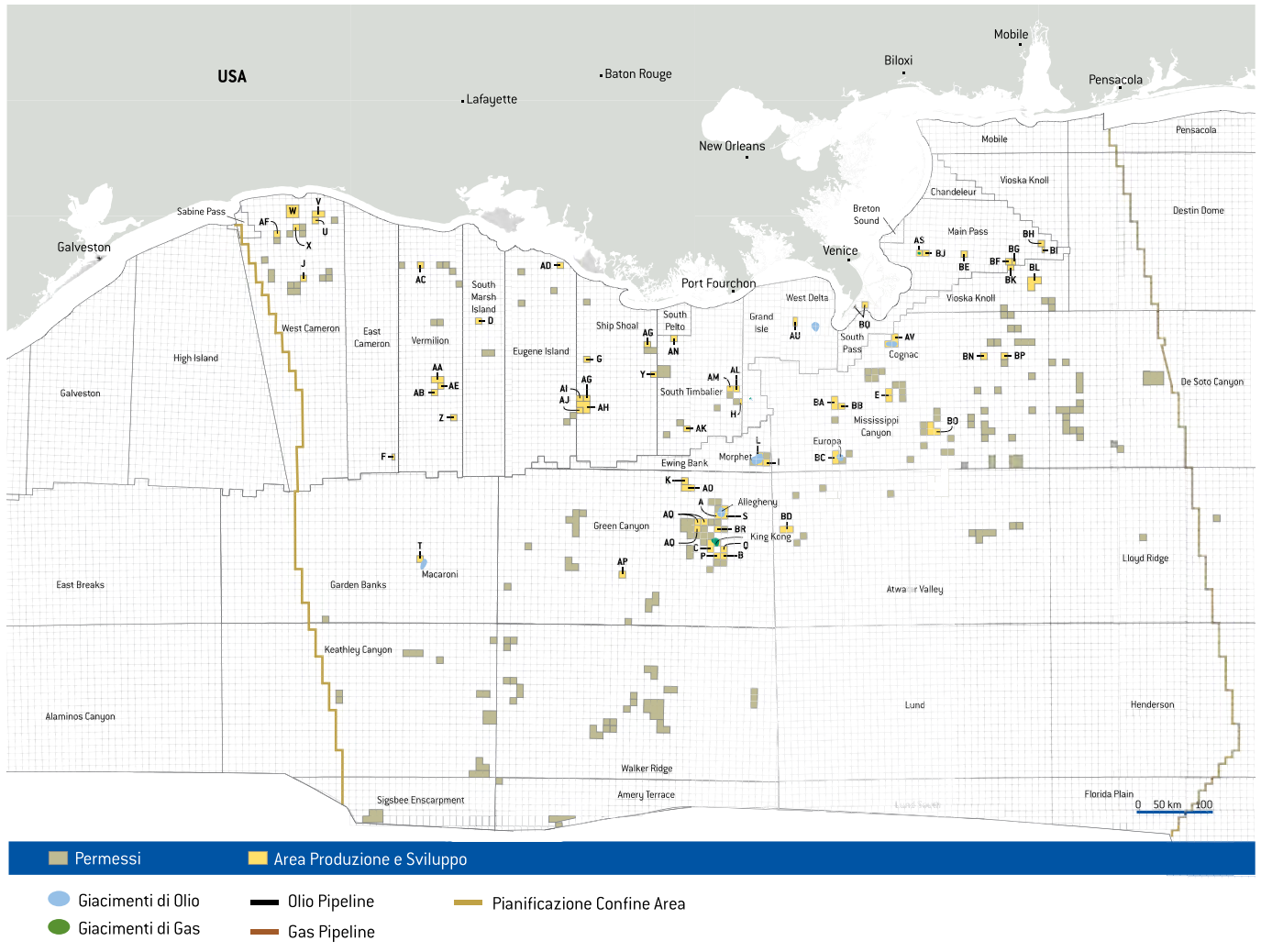
Nel 2011 è stata avviata la produzione del giacimento Appaloosa, nel Golfo del Messico, con una produzione pari a circa 7 mila barili/giorno. Il petrolio è trattato presso la piattaforma operata Corral con una capacità di 33 mila barili/giorno in quota Eni.

Sviluppo Le attività di sviluppo hanno riguardato interventi di workover sul giacimento Goldfinger (Eni 100%) e Spiderman (Eni 36,7%) nonché la perforazione di pozzi di sviluppo su Triton.

Esplorazione L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal ad olio e gas Hadrian North nel Blocco KC919 (Eni 25%), consentendo il sanzionamento del progetto di sviluppo della Greater Hadrian Area.

Texas

Sviluppo È proseguito lo sviluppo dell'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, asset acquisito a seguito dell'accordo siglato con



Quicksilver Resources Inc. nel 2009, contenente riserve di gas shale. La produzione è prevista raggiungere il plateau di circa 9 mila boe/giorno in quota Eni nel 2012.

Alaska

Eni partecipa in 135 blocchi di esplorazione e sviluppo con quote comprese tra il 10% e il 100%, dei quali 59 operati.

Produzione Il giacimento offshore a olio di Oooguruk (Eni 30%) ha prodotto 7 mila barili/giorno (circa 2 mila in quota Eni) nel 2011. La produzione è trattata presso l'impianto onshore DS- 3H.

Nel 2011 è stata avviata la produzione del giacimento Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), nell'offshore dell'Alaska, nell'area del North Slope, che contiene risorse di 220 milioni di barili. Continuano le attività di drilling a progetto. Lo sviluppo di Nikaitchuq è stato reso possibile dall'utilizzo di tecnologie innovative: (i) la tecnologia proprietaria Eni Circulation Device che ha permesso di massimizzare il tratto orizzontale dei pozzi, anche a profondità ridotte; (ii) il completamento con il rilevamento della temperatura nel tratto orizzontale del pozzo attraverso sensori a fibra ottica per aumentare il fattore di recupero (Distributed Temperature Sensing e Injection Control Devices); (iii) la prima installazione mondiale di una pompa elettrica sommersa completamente estraibile senza l'uso di impianti di workover. Il completamento è atteso nel 2014. La produzione media annua raggiungerà un plateau di circa 21 mila barili/giorno in quota Eni nel 2016.

Trinidad e Tobago

Eni è presente in Trinidad e Tobago dal 1970; nel 2011 la produzione in quota Eni è stata di 2 milioni di metri cubi/giorno (pari a 10 mila boe/giorno). L'attività è concentrata nell'offshore settentrionale di Trinidad, per una superficie sviluppata di 382 chilometri quadrati (66 chilometri quadrati in quota Eni).

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

Produzione La produzione è fornita dai giacimenti a gas di Chaconia, Ixora, Hibiscus, Poinsettia, Bougainvillea e Heliconia nel Blocco North Coast Marine Area 1 (Eni 17,3%). Lo sfruttamento dei giacimenti avviene mediante l'utilizzo di due piattaforme fisse collegate alle facility di trattamento di Hibiscus. Il gas prodotto è utilizzato per alimentare i treni 2, 3 e 4 dell'impianto di liquefazione Atlantic LNG 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 2011 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 2.427 chilometri quadrati (914 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 La produzione è fornita dal giacimento di petrolio Corocoro (Eni 26%) nel Golfo di Paria Ovest. Nel corso del 2012, con l'entrata in funzione della Central Production Facility (CPF), si prevede di superare il picco di 42 mila barili/giorno (circa 11 mila in quota Eni). L'ulteriore fase di sviluppo permetterà di raggiungere un livello produttivo di oltre 51 mila barili/giorno nel 2015.

Sviluppo Sono proseguite le attività progettuali per lo sviluppo 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 è prevista in avvio nel 2012 con un plateau produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno, e 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 che consentirà di processare anche semilavorati provenienti da altri impianti di PDVSA. Nel corso del 2011 sono stati assegnati i contratti di ingegneria upstream relativi agli impianti di trattamento. L'avvio delle attività di perforazione è previsto nel 2012. Eni ha concordato di finanziare la quota PDVSA dei costi di sviluppo per la fase di produzione anticipata fino ad un ammontare pari a \$1,5 miliardi. Inoltre Eni dedicherà una parte del bonus di Junin 5 e fornirà un finanziamento a PDVSA per un totale combinato di \$500 milioni per la realizzazione di una centrale elettrica nella penisola di Guiria, confermando il proprio impegno nella promozione di un modello di sviluppo sostenibile.

Esplorazione Sono terminate le attività di appraisal e pre-sviluppo della grande scoperta a gas di Perla, localizzata nel Blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo del Venezuela. La perforazione dei pozzi Perla 4 e 5 ha incrementato il potenziale del giacimento ad oltre 450 miliardi di metri cubi di gas in posto. PDVSA detiene il diritto di entrare nella società durante la fase di sviluppo con una partecipazione del 35%. Eni conserverà la quota del 32,5% nel progetto, che sarà operato congiuntamente. La FID della prima fase di sviluppo è stata sanzionata nel corso dell'anno ed è stato firmato un Gas Sale Agreement con PDVSA. Sono in corso di assegnazione i contratti EPC per la realizzazione del progetto. Inoltre, nell'ambito delle iniziative Eni a sostegno delle comunità locali sono state avviate le attività per la realizzazione di edifici adibiti all'istruzione primaria in prossimità dell'area costiera del blocco.

La prima fase accelerata di sviluppo (early-production) della scoperta Perla, prevede la messa in produzione degli attuali pozzi di scoperta e l'installazione di piattaforme collegate tramite gasdotto ad un impianto di trattamento onshore. Il target produttivo stimato in circa 10 milioni di metri cubi/giorno è atteso nel 2014. Lo sviluppo del giacimento continuerà con ulteriori due fasi di sviluppo che prevedono la perforazione di pozzi addizionali e l'upgrading delle facility di trattamento. Il plateau di produzione è stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno.

Altre 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 2011 la produzione di petrolio e gas naturale in quota Eni è stata di 28 mila boe/giorno. L'attività è

concentrata nell'offshore convenzionale e profondo per una superficie sviluppata e non sviluppata di 50.520 chilometri quadrati (25.647 chilometri quadrati in quota Eni).

Le principali aree di produzione partecipate da Eni si trovano nel Blocco WA-33-L (Eni 100%), nel Blocco WA-25-L (Eni 65%, operatore), nel Blocco JPDA 03-13 (Eni 10,99%) e nel Blocco JPDA 06-105 (Eni 40%, operatore). Nella fase esplorativa Eni partecipa in 10 licenze (di cui 1 al 100%).

Nel maggio 2011 Eni ha firmato un accordo con la società MEO Australia per l'ingresso nello sviluppo delle scoperte a gas di Heron e Blackwood nel Permesso NT/P-68, nel Mar di Timor. L'accordo prevede l'acquisizione del 50% e il ruolo di operatore relativamente alla prima scoperta attraverso il finanziamento della perforazione di due pozzi di appraisal. Eni ha inoltre la facoltà di rilevare il 50% anche nel giacimento di Blackwood a fronte dell'acquisizione di rilievi sismici e della perforazione di un altro pozzo. Inoltre è riconosciuta a Eni l'opzione di acquisire un'ulteriore quota del 25% nei giacimenti attraverso il finanziamento delle attività necessarie per raggiungere la FID.

Nel novembre 2011 Eni ha acquisito la quota netta del 32,5% della scoperta a gas Evans Shoal nel Mare di Timor, in Australia, con volumi di gas in place di 198 miliardi di metri cubi.

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

Blocco WA-25-L

Produzione Il giacimento di petrolio di Wollybutt, in produzione dal 2003, ha prodotto circa 3 mila barili/giorno (circa 2 mila in quota Eni) nel 2011. Lo sfruttamento del giacimento avviene attraverso pozzi orizzontali e l'utilizzo di un'unità FPSO.

Blocco JPDA 03-13

Produzione Il giacimento a gas e liquidi di Bayu Undan, in produzione dal 2004, ha prodotto 190 mila boe/giorno (circa 13 mila boe in quota Eni) nel 2011. La produzione di liquidi è supportata da tre piattaforme di trattamento e da un'unità FSU. 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.

Blocco WA-33-L

Produzione Il giacimento a gas Blacktip (Eni 100%), in produzione dal 2009, ha prodotto 600 milioni di metri cubi/anno nel 2011. 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 06-105

Produzione Nell'ottobre 2011 è stata avviata la produzione del campo a olio di Kitan (Eni operatore con il 40%) situato tra Timor Leste e l'Australia. Lo start-up è stato conseguito attraverso il: (i) posizionamento ottimale dei pozzi di sviluppo in offshore profondo anche tramite l'applicazione di metodologie innovative di sviluppo Eni (Depth Velocity Analysis, e-dva™ e Reverse Time Migration) per l'elaborazione di dati sismici; (ii) collegamento ad un impianto FPSO (Floating Production Storage and Offloading). Il picco produttivo di oltre 40 mila barili/giorno è atteso nel 2012.

Riserve certe di idrocarburi per area geografica ^(a)		[milioni di boe]							
	Italia ^(b)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan ^(c)	Resto dell'Asia ^(d)	America	Australia e Oceania	Totale
(al 31 dicembre)									
2007									
Riserve certe di idrocarburi	747	638	1.897	1.100	1.061	514	280	133	6.370
Società consolidate	747	638	1.879	1.095	1.061	198	259	133	6.010
Società in joint venture e collegate			18	5		316	21		360
Sviluppate	534	537	1.198	769	494	172	158	63	3.925
Società consolidate	534	537	1.183	766	494	127	158	63	3.862
Società in joint venture e collegate			15	3		45			63
Non sviluppate	213	101	699	331	567	342	122	70	2.445
Società consolidate	213	101	696	329	567	71	101	70	2.148
Società in joint venture e collegate			3	2		271	21		297
2008									
Riserve certe di idrocarburi	681	525	1.939	1.154	1.336	579	254	132	6.600
Società consolidate	681	525	1.922	1.146	1.336	265	235	132	6.242
Società in joint venture e collegate			17	8		314	19		358
Sviluppate	465	417	1.242	831	647	212	140	62	4.016
Società consolidate	465	417	1.229	827	647	168	133	62	3.948
Società in joint venture e collegate			13	4		44	7		68
Non sviluppate	216	108	697	323	689	367	114	70	2.584
Società consolidate	216	108	693	319	689	97	102	70	2.294
Società in joint venture e collegate			4	4		270	12		290
2009									
Riserve certe di idrocarburi	703	590	1.937	1.163	1.221	545	279	133	6.571
Società consolidate	703	590	1.922	1.141	1.221	236	263	133	6.209
Società in joint venture e collegate			15	22		309	16		362
Sviluppate	490	432	1.278	804	614	183	181	122	4.104
Società consolidate	490	432	1.266	799	614	139	168	122	4.030
Società in joint venture e collegate			12	5		44	13		74
Non sviluppate	213	158	659	359	607	362	98	11	2.467
Società consolidate	213	158	656	342	607	97	95	11	2.179
Società in joint venture e collegate			3	17		265	3		288
2010									
Riserve certe di idrocarburi	724	601	2.119	1.161	1.126	612	373	127	6.843
Società consolidate	724	601	2.096	1.133	1.126	295	230	127	6.332
Società in joint venture e collegate			23	28		317	143		511
Sviluppate	554	405	1.237	817	543	182	167	117	4.022
Società consolidate	554	405	1.215	812	543	139	141	117	3.926
Società in joint venture e collegate			22	5		43	26		96
Non sviluppate	170	196	882	344	583	430	206	10	2.821
Società consolidate	170	196	881	321	583	156	89	10	2.406
Società in joint venture e collegate			1	23		274	117		415
2011									
Riserve certe di idrocarburi	707	630	2.052	1.104	950	886	624	133	7.086
Società consolidate	707	630	2.031	1.021	950	230	238	133	5.940
Società in joint venture e collegate			21	83		656	386		1.146
Sviluppate	540	374	1.194	746	482	134	188	112	3.770
Società consolidate	540	374	1.175	742	482	129	162	112	3.716
Società in joint venture e collegate			19	4		5	26		54
Non sviluppate	167	256	858	358	468	752	436	21	3.316
Società consolidate	167	256	856	279	468	101	76	21	2.224
Società in joint venture e collegate			2	79		651	360		1.092

(a) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 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 Kashagan dal 31 dicembre 2008 sono state calcolate considerando un working interest Eni di 16,81%; di 18,52% nel 2007.

(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 (a)	Resto dell'Asia (b)	America	Australia e Oceania	Totale
(al 31 dicembre)									
2007									
Riserve certe di petrolio e condensati	215	345	894	730	753	94	159	29	3.219
<i>Società consolidate</i>	215	345	878	725	753	44	138	29	3.127
<i>Società in joint venture e collegate</i>			16	5		50	21		92
Sviluppate	133	299	662	513	219	41	81	26	1.974
<i>Società consolidate</i>	133	299	649	511	219	35	81	26	1.953
<i>Società in joint venture e collegate</i>			13	2		6			21
Non sviluppate	82	46	232	217	534	53	78	3	1.245
<i>Società consolidate</i>	82	46	229	214	534	9	57	3	1.174
<i>Società in joint venture e collegate</i>			3	3		44	21		71
2008									
Riserve certe di petrolio e condensati	186	277	837	791	911	157	150	26	3.335
<i>Società consolidate</i>	186	277	823	783	911	106	131	26	3.243
<i>Società in joint venture e collegate</i>			14	8		51	19		92
Sviluppate	111	222	624	580	298	97	81	23	2.036
<i>Società consolidate</i>	111	222	613	576	298	92	74	23	2.009
<i>Società in joint venture e collegate</i>			11	4		5	7		27
Non sviluppate	75	55	213	211	613	60	69	3	1.299
<i>Società consolidate</i>	75	55	210	207	613	14	57	3	1.234
<i>Società in joint venture e collegate</i>			3	4		46	12		65
2009									
Riserve certe di petrolio e condensati	233	351	908	777	849	144	169	32	3.463
<i>Società consolidate</i>	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377
<i>Società in joint venture e collegate</i>			13	7		50	16		86
Sviluppate	141	218	669	548	291	52	93	23	2.035
<i>Società consolidate</i>	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001
<i>Società in joint venture e collegate</i>			10	4		7	13		34
Non sviluppate	92	133	239	229	558	92	76	9	1.428
<i>Società consolidate</i>	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376
<i>Società in joint venture e collegate</i>			3	3		43	3		52
2010									
Riserve certe di petrolio e condensati	248	349	997	756	788	183	273	29	3.623
<i>Società consolidate</i>	248	349	978	750	788	139	134	29	3.415
<i>Società in joint venture e collegate</i>			19	6		44	139		208
Sviluppate	183	207	674	537	251	44	87	20	2.003
<i>Società consolidate</i>	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
<i>Società in joint venture e collegate</i>			18	4		5	25		52
Non sviluppate	65	142	323	219	537	139	186	9	1.620
<i>Società consolidate</i>	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
<i>Società in joint venture e collegate</i>			1	2		39	114		156
2011									
Riserve certe di petrolio e condensati	259	372	934	692	653	216	283	25	3.434
<i>Società consolidate</i>	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
<i>Società in joint venture e collegate</i>			17	22		110	151		300
Sviluppate	184	195	638	487	215	34	117	25	1.895
<i>Società consolidate</i>	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
<i>Società in joint venture e collegate</i>			16	4			25		45
Non sviluppate	75	177	296	205	438	182	166		1.539
<i>Società consolidate</i>	75	177	295	187	438	72	40		1.284
<i>Società in joint venture e collegate</i>			1	18		110	126		255

(a) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento Kashagan dal 31 dicembre 2008 sono state calcolate considerando un working interest Eni di 16,81%; di 18,52% nel 2007.

(b) 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.

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]									
2007									
Riserve certe di gas naturale	86.557	47.438	163.274	60.148	50.134	68.073	19.685	16.932	512.241
Società consolidate	86.557	47.438	162.850	60.093	50.134	24.918	19.685	16.932	468.607
Società in joint venture e collegate			424	55		43.155			43.634
Sviluppate	65.230	38.600	87.140	41.650	44.753	21.348	12.518	6.033	317.272
Società consolidate	65.230	38.600	86.803	41.595	44.753	15.017	12.518	6.033	310.549
Società in joint venture e collegate			337	55		6.331			6.723
Non sviluppate	21.327	8.838	76.134	18.498	5.381	46.725	7.167	10.899	194.969
Società consolidate	21.327	8.838	76.047	18.498	5.381	9.901	7.167	10.899	158.058
Società in joint venture e collegate			87			36.824			36.911
2008									
Riserve certe di gas naturale	80.499	40.241	179.097	59.065	69.007	68.285	16.994	17.163	530.351
Società consolidate	80.499	40.241	178.715	59.011	69.007	25.802	16.994	17.163	487.432
Società in joint venture e collegate			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
Società consolidate	57.522	31.762	100.161	40.873	56.762	12.441	9.615	6.263	315.399
Società in joint venture e collegate			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
Società consolidate	22.977	8.479	78.554	18.138	12.245	13.361	7.379	10.900	172.033
Società in joint venture e collegate			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
Società consolidate	76.556	39.066	166.907	60.219	60.571	23.062	17.807	16.280	460.468
Società in joint venture e collegate			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
Società consolidate	56.643	34.853	98.724	41.430	52.651	15.269	14.317	15.991	329.878
Società in joint venture e collegate			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
Società consolidate	19.913	4.213	68.183	18.789	7.920	7.793	3.490	289	130.590
Società in joint venture e collegate			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
Società consolidate	74.877	39.659	175.767	60.239	53.063	24.664	15.002	15.393	458.664
Società in joint venture e collegate			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
Società consolidate	58.379	31.220	87.789	43.884	45.893	15.856	12.211	15.268	310.500
Società in 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
Società consolidate	16.498	8.439	87.978	16.355	7.170	8.808	2.791	125	148.164
Società in joint venture e collegate			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
Società consolidate	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
Società in joint venture e collegate		50	568	9.580		85.880	37015		133.093
Sviluppate	55.989	28.159	87.427	40.807	41.917	15.623	11.124	13.909	294.955
Società consolidate	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
Società in 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
Società consolidate	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
Società in joint venture e collegate		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582

(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 Kashagan dal 31 dicembre 2008 sono state calcolate considerando un working interest Eni di 16,81%; di 18,52% nel 2007.

(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)	2007	2008	2009	2010	2011
Italia		212	199	169	183	186
Resto d'Europa		270	249	247	222	216
Croazia		9	12	17	8	5
Norvegia		137	129	126	123	131
Regno Unito		124	108	104	91	80
Africa Settentrionale		594	645	573	602	438
Algeria		88	83	83	77	72
Egitto		238	240	230	232	236
Libia		252	306	244	273	112
Tunisia		16	16	16	20	18
Africa Sub-Sahariana		327	335	360	400	370
Angola		136	126	130	118	102
Congo		69	87	102	110	108
Nigeria		122	122	128	172	160
Kazakhstan		112	111	115	108	106
Resto dell'Asia		108	124	135	131	112
Cina		8	8	8	7	8
India				1	8	4
Indonesia		20	20	21	19	18
Iran		26	28	35	21	6
Iraq					5	7
Pakistan		52	56	58	59	58
Russia		2				
Turkmenistan			12	12	12	11
America		95	117	153	143	125
Brasile						1
Ecuador		16	16	14	11	7
Stati Uniti		69	87	119	109	98
Trinidad e Tobago		10	9	12	12	10
Venezuela			5	8	11	9
Australia e Oceania		18	17	17	26	28
Australia		18	17	17	26	28
Totale estero		1.524	1.598	1.600	1.632	1.395
		1.736	1.797	1.769	1.815	1.581
di cui società in joint venture e collegate		18	20	23	25	26
Angola		5	3	3	3	4
Brasile						1
Indonesia		6	6	6	6	6
Russia		2				
Tunisia		5	6	6	5	6
Venezuela			5	8	11	9

Produzione venduta di idrocarburi ^(c)	(milioni di boe)	2007	2008	2009	2010	2011
Produzione di idrocarburi		633,7	657,5	645,7	662,3	577,0
Variazione rimanenze/altre		(3,5)	(7,6)	(3,8)	(3,4)	(7,4)
Autoconsumi di gas		(18,8)	(17,9)	(19,1)	(20,9)	(21,1)
Produzione venduta di idrocarburi		611,4	632,0	622,8	638,0	548,5
petrolio	(milioni di barili)	370,28	370,24	365,20	361,30	302,61
- di cui a settore R&M		227,68	194,64	224,98	206,41	190,65
gas naturale	(miliardi di metri cubi)	39,21	42,57	41,90	43,50	38,65
- di cui a settore G&P		14,44	13,58	12,57	12,23	11,98

(a) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio).

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzato come autoconsumo (9,1, 9, 8,5, 8 e 8,4 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2011, 2010, 2009, 2008 e 2007).

(c) Include 7,7 milioni di boe di produzione venduta dalle società in joint venture e collegate nel 2011 (8, 7,1, 5,7 e 5,3 milioni di boe nel 2010, 2009, 2008 e 2007, rispettivamente).

Produzione di petrolio e condensati per Paese	(migliaia di barili/giorno)	2007	2008	2009	2010	2011
Italia		75	68	56	61	64
Resto d'Europa		157	140	133	121	120
Norvegia		90	83	78	74	80
Regno Unito		67	57	55	47	40
Africa Settentrionale		337	338	292	301	209
Algeria		85	80	80	74	69
Egitto		97	98	91	96	91
Libia		142	147	108	116	36
Tunisia		13	13	13	15	13
Africa Sub-Sahariana		280	289	312	321	278
Angola		132	121	125	113	95
Congo		67	84	97	98	87
Nigeria		81	84	90	110	96
Kazakhstan		70	69	70	65	64
Resto dell'Asia		37	49	57	48	34
Cina		6	6	7	6	7
India					1	
Indonesia		2	2	2	2	2
Iran		26	28	35	21	6
Iraq					5	7
Pakistan		1	1	1	1	1
Russia		2				
Turkmenistan			12	12	12	11
America		53	63	79	71	65
Brasile						1
Ecuador		16	16	14	11	7
Stati Uniti		37	42	57	49	48
Venezuela			5	8	11	9
Australia e Oceania		11	10	8	9	11
Australia		11	10	8	9	11
Totale estero		945	958	951	936	781
		1.020	1.026	1.007	997	845
di cui società in joint venture e collegate		12	14	17	19	19
Angola		5	3	3	3	3
Brasile						1
Indonesia		1	1	1	1	1
Russia		2				
Tunisia		4	5	5	4	5
Venezuela			5	8	11	9

Produzione di idrocarburi disponibile per la vendita ^{(a) (b)}	(migliaia di boe/giorno)	2007	2008	2009	2010	2011
Italia		208	195	165	178	181
Resto d'Europa		263	242	239	214	209
Africa Settentrionale		573	627	554	582	420
Africa Sub-Sahariana		318	325	349	386	354
Kazakhstan		109	108	113	104	102
Resto dell'Asia		102	119	130	126	106
America		93	116	150	141	124
Australia e Oceania		18	16	16	26	27
		1.684	1.748	1.716	1.757	1.523
di cui società in joint venture e collegate		16	19	21	23	23
Africa Settentrionale		5	5	5	5	5
Africa Sub-Sahariana		4	3	3	3	3
Resto dell'Asia		7	6	5	5	4
America			5	8	10	11

(a) Dal 1° aprile 2010, il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00636 barili di petrolio (in precedenza 1 mc = 0,00615 barili di petrolio).

(b) Non comprende la produzione di gas autoconsumato (9,1, 9, 8,5, 8 e 8,4 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2011, 2010, 2009, 2008 e 2007).

Produzione di gas naturale per Paese ^(a)	(milioni di metri cubi/giorno)	2007	2008	2009	2010	2011
Italia		22,4	21,2	18,5	19,1	19,1
Resto d'Europa		18,4	17,8	18,6	15,9	15,2
Croazia		1,5	2,0	2,7	1,3	0,9
Norvegia		7,7	7,5	7,8	7,7	8,0
Regno Unito		9,2	8,3	8,1	6,9	6,3
Africa Settentrionale		41,7	49,9	45,7	47,4	36,0
Algeria		0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Egitto		23,0	23,2	22,5	21,4	22,7
Libia		17,8	25,7	22,1	24,7	12,0
Tunisia		0,4	0,5	0,6	0,8	0,8
Africa Sub-Sahariana		7,7	7,4	7,8	12,5	14,4
Angola		0,7	0,8	0,8	0,9	1,0
Congo		0,3	0,4	0,8	1,9	3,4
Nigeria		6,7	6,2	6,2	9,7	10,0
Kazakhstan		6,7	6,9	7,3	6,7	6,5
Resto dell'Asia		11,6	12,0	12,6	13,1	12,1
Cina		0,3	0,3	0,2	0,2	0,1
India				0,1	1,0	0,6
Indonesia		3,0	2,8	3,0	2,7	2,3
Pakistan		8,3	8,9	9,3	9,2	9,1
America		6,8	8,9	12,0	11,2	9,5
Stati Uniti		5,1	7,3	10,1	9,4	7,9
Trinidad e Tobago		1,7	1,6	1,9	1,8	1,6
Australia e Oceania		1,2	1,2	1,4	2,7	2,8
Australia		1,2	1,2	1,4	2,7	2,8
Totale estero		94,1	104,1	105,4	109,5	96,5
		116,5	125,3	123,9	128,6	115,6
di cui società in joint venture e collegate		1,0	1,0	1,1	1,0	1,0
Angola						0,1
Indonesia		0,9	0,9	0,9	0,8	0,7
Tunisia		0,1	0,1	0,2	0,2	0,2

Produzione di gas naturale disponibile per la vendita ^(b)	(milioni di metri cubi/giorno)	2007	2008	2009	2010	2011
Italia		22	20	18	18	18
Resto d'Europa		17	17	17	15	14
Africa Settentrionale		38	47	43	44	33
Africa Sub-Sahariana		6	6	6	11	12
Kazakhstan		6	6	6	6	6
Resto dell'Asia		11	11	12	12	12
America		7	9	12	11	9
Australia e Oceania		1	1	1	3	3
		108	117	115	120	107
di cui società in joint venture e collegate		1	1	1	1	1
Resto dell'Asia		1	1	1	1	1

(a) Comprende la produzione di gas naturale utilizzato come autoconsumo (9,1, 9, 8,5, 8 e 8,4 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2011, 2010, 2009, 2008 e 2007).

(b) Non comprende la produzione di gas autoconsumato.

Prezzi medi di realizzo	2007		2008		2009		2010		2011	
	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV	CONS	JV
Petrolio e condensati (\$/bbl)										
Italia	62,47		84,87		56,02		72,19		101,20	
Resto d'Europa	70,84		71,90		56,46		67,26		97,56	97,18
Africa Settentrionale	68,39	14,56	85,38	14,70	56,42	14,60	70,96	16,09	97,63	17,98
Africa Sub-Sahariana	69,77	70,72	91,58	98,40	59,75	56,85	78,23	77,78	110,09	108,92
Kazakhstan	59,34		79,06		52,34		66,74		98,68	
Resto dell'Asia	66,60	31,41	75,29		55,34	9,01	75,20	57,05	101,09	74,98
America	66,37		88,88	86,42	55,66	56,41	72,84	71,70	101,15	93,03
Australia e Oceania	71,23		82,80		50,40		73,00		98,05	
	67,94	20,97	84,31	56,04	57,02	44,43	72,95	58,86	102,47	84,78
Gas naturale (\$/kmc)										
Italia	303,06		461,21		318,11		307,46		408,21	
Resto d'Europa	236,92		372,66		249,08		261,43		343,15	375,75
Africa Settentrionale	162,54		252,42		204,45		242,59		209,98	190,43
Africa Sub-Sahariana	42,86		53,10		58,86		66,03		69,60	
Kazakhstan	14,31		18,69		16,16		17,38		20,19	
Resto dell'Asia	142,74	299,43	178,28	437,76	144,35	262,77	153,39	348,48	186,11	553,63
America	236,29		311,23		142,97		165,81		141,97	
Australia e Oceania	209,69		338,75		287,17		261,19		260,33	
	190,59	285,30	282,11	418,92	198,38	240,51	212,06	308,21	227,36	490,34
Idrocarburi (\$/boe)										
Italia	54,03		78,46		53,17		56,60		77,26	
Resto d'Europa	57,95		67,15		49,53		56,00		79,03	66,14
Africa Settentrionale	50,70	13,61	64,91	13,86	45,47	13,19	55,06	13,53	64,85	20,87
Africa Sub-Sahariana	62,36	70,72	81,77	98,40	54,61	56,85	66,35	77,78	88,02	108,92
Kazakhstan	38,98		51,30		33,65		42,24		62,87	
Resto dell'Asia	38,96	43,43	48,85	69,22	38,21	41,80	42,45	55,04	51,51	85,80
America	54,23		70,41	86,42	39,29	56,32	47,84	71,70	60,28	93,03
Australia e Oceania	57,72		71,43		48,63		52,51		61,00	
	53,29	33,11	68,21	60,50	46,90	42,82	55,59	56,10	72,20	83,15
GRUPPO ENI	2007		2008		2009		2010		2011	
Petrolio e condensati (\$/bbl) ^(a)	67,70		84,05		56,95		72,76		102,11	
Gas Naturale (\$/kmc)	191,37		282,82		198,64		212,67		229,06	
Idrocarburi (\$/boe)	53,17		68,13		46,90		55,60		72,26	

(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)				
	2007	2008	2009	2010	2011
Europa	32.055	30.511	31.607	29.079	26.023
Italia	20.664	20.409	22.038	19.097	16.872
Resto d'Europa	11.391	10.102	9.569	9.982	9.151
Africa	227.932	249.672	158.749	152.671	137.220
Africa Settentrionale	62.886	31.088	46.011	44.277	30.532
Africa Sub-Sahariana	165.046	218.584	112.738	108.394	106.688
Asia	80.339	93.710	125.641	112.745	55.284
Kazakhstan	959	880	880	880	880
Resto dell'Asia	79.380	92.830	124.761	111.865	54.404
America	12.804	12.043	11.523	11.187	10.209
Australia e Oceania	41.361	29.558	20.342	15.279	25.685
Totale	394.491	415.494	347.862	320.961	254.421

Principali aree sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2011

	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		286	17.324	11.216	24.007	14.807		138	101
Italia	1926	151	10.927	9.055	10.721	7.817	Onshore/Offshore	83	72
Resto d'Europa		135	6.397	2.161	13.286	6.990		55	29
Croazia	1996	2	1.975	987			Offshore	9	3
Norvegia	1965	50	2.262	337	5.838	1.998	Offshore	16	16
Polonia	2010	3			1.968	1.968	Onshore		
Regno Unito	1964	74	2.110	807	789	207	Offshore	29	10
Ucraina	2011	2	50	30	49	15	Onshore	1	
Altri Paesi		4			4.642	2.802	Offshore		
AFRICA		270	67.154	20.167	200.957	117.053		276	136
Africa Settentrionale		112	31.781	13.877	36.772	16.655		101	59
Algeria	1981	39	2.261	815	17.358	8.250	Onshore	28	13
Egitto	1954	52	5.109	1.837	10.727	4.061	Onshore/Offshore	41	26
Libia	1959	10	17.947	8.951	8.687	4.344	Onshore/Offshore	11	15
Tunisia	1961	11	6.464	2.274			Onshore/Offshore	21	5
Africa Sub-Sahariana		158	35.373	6.290	164.185	100.398		175	77
Angola	1980	68	4.636	625	20.360	5.593	Onshore/Offshore	47	32
Congo	1968	26	1.835	1.012	7.681	4.008	Onshore/Offshore	25	4
Gabon	2008	6			7.615	7.615	Onshore/Offshore		
Ghana	2009	2			5.144	1.885	Offshore		
Mali	2006	1			32.458	21.640	Onshore		
Mozambico	2007	1			12.956	9.502	Offshore		
Nigeria	1962	46	28.902	4.653	11.723	3.838	Onshore/Offshore	103	41
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		74	17.478	5.893	100.759	49.391		39	31
Kazakhstan	1992	6	324	105	4.609	775	Onshore/Offshore	1	5
Resto dell'Asia		68	17.154	5.788	96.150	48.616		38	26
Cina	1984	10	200	39	5.326	5.326	Offshore	11	
India	2005	13	206	109	25.364	9.097	Onshore/Offshore	5	1
Indonesia	2001	12	1.735	656	27.106	12.063	Onshore/Offshore	7	15
Iran	1957	4	1.456	820			Onshore/Offshore	3	
Iraq	2009	1	1.074	352			Onshore	1	
Pakistan	2000	18	8.781	2.582	14.172	6.707	Onshore/Offshore	9	1
Russia	2007	4	3.502	1.030	1.495	439	Onshore		9
Timor Leste	2006	4			8.087	6.740	Offshore		
Turkmenistan	2008	1	200	200			Onshore	2	
Altri Paesi		1			14.600	3.244	Offshore		
AMERICA		460	5.979	3.052	15.602	7.157		68	20
Brasile	1999	2	1.513	50	745	745	Offshore	1	
Ecuador	1988	1	1.985	1.985			Onshore	1	1
Stati Uniti	1968	442	1.721	853	7.261	4.270	Onshore/Offshore	58	15
Trinidad e Tobago	1970	1	382	66			Offshore	7	
Venezuela	1998	6	378	98	2.049	816	Onshore/Offshore	1	3
Altri Paesi		8			5.547	1.326	Offshore		1
AUSTRALIA E OCEANIA		16	1.980	1.045	49.304	24.640		4	2
Australia	2001	15	1.980	1.045	48.540	24.602	Offshore	4	2
Altri Paesi		1			764	38	Offshore		
Totale		1.106	109.915	41.373	390.629	213.048		525	290

(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)	2007	2008	2009	2010	2011
Aquisto di riserve proved e unproved		96	836	697		754
Africa Settentrionale		11	626	351		57
Africa Sub-Sahariana			210	73		697
Resto dell'Asia				94		
America		85		179		
Esplorazione		1.659	1.918	1.228	1.012	1.210
Italia		104	135	40	34	38
Resto d'Europa		195	227	113	114	100
Africa Settentrionale		373	379	317	84	128
Africa Sub-Sahariana		246	485	284	406	482
Kazakhstan		36	16	20	6	6
Resto dell'Asia		162	187	159	223	156
America		505	441	243	119	60
Australia e Oceania		38	48	52	26	240
Sviluppo		4.643	6.429	7.478	8.578	7.357
Italia		461	570	689	630	720
Resto d'Europa		429	598	673	863	1.596
Africa Settentrionale		948	1.246	1.381	2.584	1.380
Africa Sub-Sahariana		1.343	1.717	2.105	1.818	1.521
Kazakhstan		733	968	1.083	1.030	897
Resto dell'Asia		238	355	406	311	361
America		345	655	706	1.187	831
Australia e Oceania		146	320	435	155	51
Altro		82	98	83	100	114
		6.480	9.281	9.486	9.690	9.435

Vita utile residua delle riserve ^(a)	(anni)	2007	2008	2009	2010	2011
Italia		9,7	9,3	11,4	10,9	10,4
Resto d'Europa		6,5	5,8	6,6	7,4	8,0
Africa Settentrionale		8,8	8,2	9,3	9,6	12,8
Africa Sub-Sahariana		9,2	9,5	8,9	7,9	8,2
Kazakhstan		26,0	32,9	29,0	28,7	24,5
Resto dell'Asia		13,2	12,8	11,1	12,8	21,7
America		8,1	5,9	5,0	7,2	13,6
Australia e Oceania		19,7	21,0	21,5	13,1	12,8
		10,0	10,0	10,2	10,3	12,3

Tasso di rimpiazzo delle riserve all sources ^(a)	(%)	2007	2008	2009	2010 ^(b)	2011
Italia		25	10	136	107	75
Resto d'Europa		30	-	174	102	136
Africa Settentrionale		36	118	99	167	58
Africa Sub-Sahariana		76	142	106	90	58
Kazakhstan		-	776	-	-	-
Resto dell'Asia		791	248	-	212	771
America		474	40	144	273	647
Australia e Oceania		-	75	112	5	163
		90	135	96	125	142

(a) Include il 29,4% delle riserve certe 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.

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

Perforazione esplorativa								
(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
	2009		2010		2011		2011	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia		1,0		0,5			6,0	4,4
Resto d'Europa	4,1	0,2	1,7	1,1	0,3	0,7	21,0	6,5
Africa Settentrionale	4,8	3,8	9,3	8,1	6,2	3,4	21,0	15,7
Africa Sub-Sahariana		2,7	2,3	4,7	0,6	2,6	63,0	18,6
Kazakhstan							13,0	2,3
Resto dell'Asia	2,3	3,9	1,0	2,8	0,2	7,6	16,0	6,9
America	1,0	3,8		6,3	2,5		11,0	3,3
Australia e Oceania	0,8	1,4	1,0	0,4		1,4		
	13,0	16,8	15,3	23,9	9,8	15,7	151,0	57,7

Perforazione di sviluppo								
(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress	
	2009		2010		2011		2011	
	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia	18,3		23,9	1,0	25,3		3,0	2,0
Resto d'Europa	12,5		2,9	0,2	3,3	0,3	18,0	3,9
Africa Settentrionale	40,7	0,4	44,3	0,3	55,9	1,1	27,0	12,5
Africa Sub-Sahariana	35,8	1,9	28,0	2,5	28,2	1,0	28,0	6,6
Kazakhstan	3,8		1,8		1,3		13,0	2,2
Resto dell'Asia	38,6	4,3	41,7	1,8	39,2	2,5	12,0	5,4
America	15,6	1,0	27,6	0,5	27,6		17,0	6,9
Australia e Oceania	2,2		1,5		0,4			
	167,5	7,6	171,7	6,3	181,2	4,9	118,0	39,5

Pozzi produttivi ^(d)				
(numero)	2011			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	237,0	191,5	630,0	546,5
Resto d'Europa	414,0	63,3	207,0	93,1
Africa Settentrionale	1.357,0	651,8	144,0	56,0
Africa Sub-Sahariana	2.952,0	562,6	479,0	32,1
Kazakhstan	89,0	28,9		
Resto dell'Asia	602,0	381,5	849,0	328,7
America	152,0	79,8	344,0	113,2
Australia e Oceania	7,0	3,8	14,0	3,3
	5.810,0	1.963,2	2.667,0	1.172,9

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

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

(d) Include 2.304 (741,7 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

		2007	2008	2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate x 1.000.000)	7,37	5,30	3,85	3,74	2,33
Indice di frequenza infortuni contrattisti		16,34	12,24	9,48	8,24	8,38
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	27.793	37.062	30.447	29.576	34.731
Utile operativo		4.465	4.030	3.687	2.896	1.758
Utile operativo adjusted		4.414	3.564	3.901	3.119	1.946
<i>Mercato</i>		2.284	1.309	1.721	733	(550)
<i>Business regolati Italia</i>		1.685	1.732	1.796	2.043	2.112
<i>Trasporto internazionale</i>		445	523	384	343	384
Utile netto adjusted		3.127	2.648	2.916	2.558	1.541
EBITDA pro-forma adjusted		5.029	4.310	4.403	3.853	2.565
<i>Mercato</i>		3.061	2.271	2.392	1.670	364
<i>Business regolati Italia</i>		1.248	1.284	1.345	1.486	1.535
<i>Trasporto internazionale</i>		720	755	666	697	666
Investimenti tecnici		1.511	2.058	1.686	1.685	1.721
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		21.364	22.273	25.024	27.270	27.660
ROACE adjusted	(%)	15,2	12,2	12,3	9,8	5,6
Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	98,96	104,23	103,72	97,06	96,76
Vendite di GNL ^(c)		11,7	12,0	12,9	15,0	15,7
Clienti in Italia	(milioni)	6,61	6,63	6,88	6,88	7,10
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	83,28	85,64	76,90	83,31	78,30
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,19	29,93	33,96	39,54	40,28
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	11.893	11.692	11.404	11.245	10.907
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	15,58	14,60	14,60	15,79	14,75
Punteggio soddisfazione clienti (PSC)	(%)	n.d.	75,3	83,7	87,4	91,0
Prelievi idrici/kWheq prodotto (EniPower)	(metri cubi/kWheq)	0,015	0,015	0,015	0,013	0,014

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,86 miliardi di metri cubi (5,39, 6,00, 6,17 e 5,65 miliardi di metri cubi nel 2007, 2008, 2009 e 2010, 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.

Performance dell'anno

Accordo con Gazprom

Nel marzo 2012 Eni e Gazprom, nell'ambito della partnership strategica, hanno raggiunto un accordo sulla revisione dei contratti di approvvigionamento di lungo termine del gas russo in Italia. I benefici economici della rinegoziazione sono retroattivi dall'inizio del 2011. Sono stati inoltre definiti i termini per l'avvio della costruzione del gasdotto South Stream e per il conseguimento della Final Investment Decision entro novembre 2012.

Cessione dei gasdotti internazionali

Nel 2011 sono state perfezionate le cessioni delle partecipazioni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa (TENP e Transigaz) e dalla Russia (TAG) nell'ambito degli impegni concordati il 29 settembre 2010 con la Commissione Europea. Il corrispettivo della cessione ammonta complessivamente a circa €1,5 miliardi. I contratti di ship-or-pay di Eni rimarranno in vigore.

Belgio

Nel gennaio 2012 Eni ha perfezionato l'acquisizione delle società Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Wallon NV che commercializzano gas ed energia elettrica prevalentemente ai segmenti residenziale e professionale in Belgio, per un esborso pari a €214 milioni.

Cessione partecipazioni in Interconnector

Il 22 febbraio 2012 Snam e Fluxys G hanno firmato un contratto per l'acquisizione da Eni delle partecipazioni del 16,41% in Interconnector (UK) Limited, del 51% in Interconnector Zeebrugge Terminal SCRL e del 10% in Huberator SA, società che gestiscono il gasdotto sottomarino di collegamento bidirezionale tra il Regno Unito (Bacton) e il Belgio (Zeebrugge), la

stazione di compressione di Zeebrugge presso l'Interconnector e la piattaforma di trading per l'hub di Zeebrugge.

Il valore complessivo dell'operazione ammonta a circa €150 milioni; il closing è atteso entro la seconda metà del 2012.

È proseguito il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni dei dipendenti (-38% rispetto al 2010) grazie al rafforzamento delle iniziative di formazione, informazione e sensibilizzazione dei lavoratori.

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 91,0 (base 100) nel primo semestre 2011 rispetto alla media di 89,8 registrata dal panel delle utility di riferimento.

Nel 2011, l'utile netto adjusted è stato di €1.541 milioni con una flessione del 39,8% rispetto al 2010 dovuta al notevole ridimensionamento della performance dell'attività Mercato penalizzata dalla debole domanda e dalla forte pressione competitiva alimentata dall'eccesso di offerta che hanno compresso i margini unitari e ridotto le opportunità di vendita, nonché dall'indisponibilità del gas libico, dall'effetto negativo dello scenario energia e del cambio e da condizioni climatiche particolarmente miti. Inoltre, i risultati del Mercato riflettono solo in parte i benefici delle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento, alcune delle quali si sono concluse dopo la chiusura dell'esercizio. Positive le performance operative registrate dal Trasporto internazionale e dai Business regolati Italia.

Il ROACE adjusted è stato del 5,6% (9,8% nel 2010).

Le vendite di gas mondo hanno evidenziato una buona tenuta a 96,76 miliardi di metri cubi grazie alle azioni commerciali intraprese, nonostante la crisi dei consumi e la concorrenza. Siamo cresciuti in numerosi mercati europei e nelle vendite internazionali di GNL nonostante la flessione dei ritiri degli importatori in Italia di gas libico e la contrazione registrata in Belgio.

Le vendite di energia elettrica di 40,28 terawattora sono aumentate di 0,74 terawattora rispetto al 2010, pari all'1,9%.

I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia di 78,30 miliardi di metri cubi

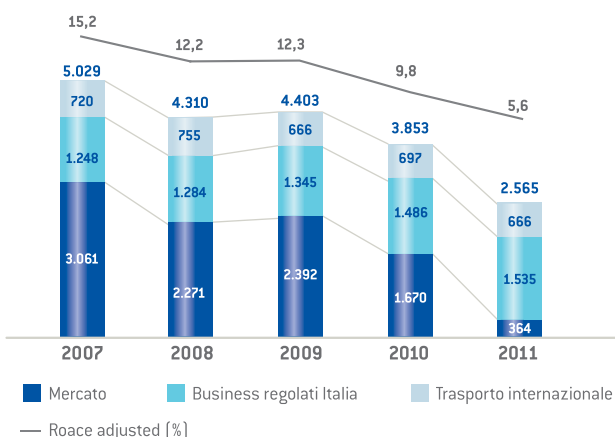
sono diminuiti del 6% rispetto al 2010 a causa della forte contrazione della domanda gas in Italia.

Sono stati investiti €1.721 milioni per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, l'incremento della capacità di stoccaggio e il programma di upgrading e miglioramento degli standard di efficienza della generazione elettrica.

Nel 2011, la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €2 milioni, al netto dei costi generali e amministrativi.

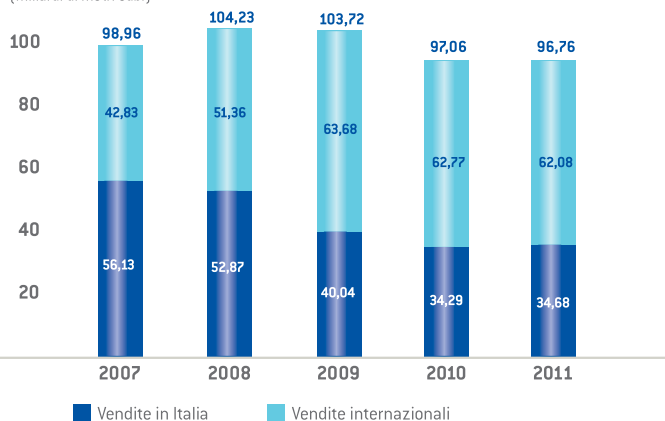
EBITDA pro-forma adjusted

(€ milioni)

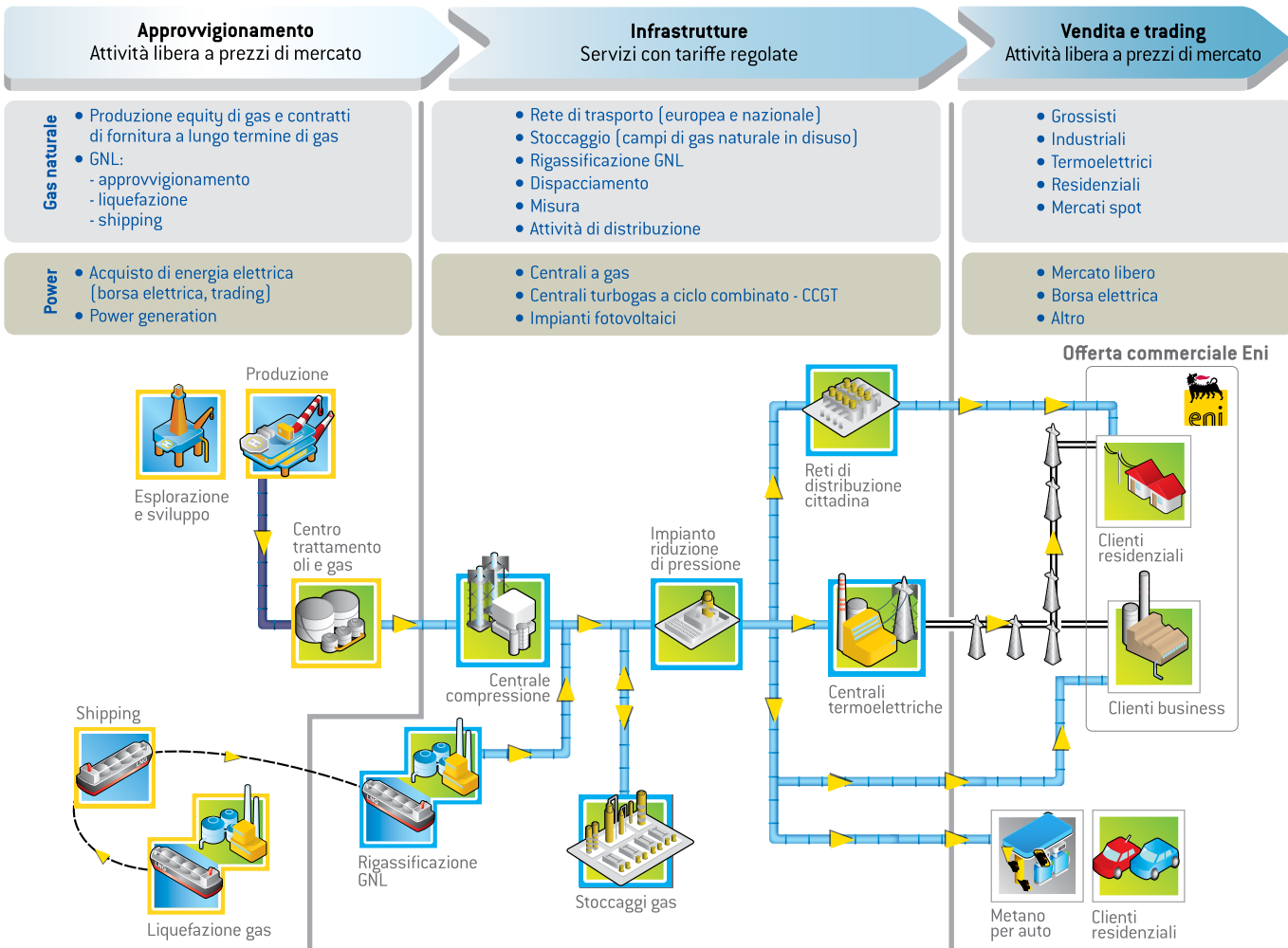


Vendite di gas mondo

(miliardi di metri cubi)



Catena del valore del Gas & Power



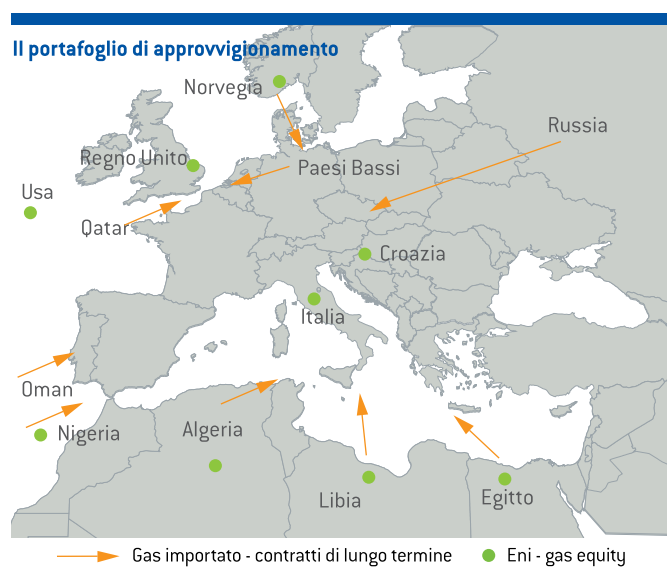
Eni è presente in tutte le fasi della catena del valore del gas: approvvigionamento, trasporto, rigassificazione, stoccaggio, distribuzione, trading e marketing di gas naturale e GNL, nonché nelle attività di generazione e vendita di energia elettrica. Eni vanta la leadership nel mercato europeo del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

1. Mercato

1.1 Gas naturale

Attività di approvvigionamento

L'attività di approvvigionamento è attività libera, non soggetta a regolamentazione. I prezzi sono determinati dall'incontro tra domanda e offerta a seguito di libere negoziazioni tra le società di commercializzazione e i produttori di gas naturale.



Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in

particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicurano circa 80 miliardi di metri cubi/anno di gas (incluso Distrigas ed escluso l'approvvigionamento delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 17 anni con formule prezzo generalmente indicizzate ai prezzi del petrolio e di suoi derivati (gasolio, olio combustibile ecc.).

Ulteriori punti di forza Eni sono rappresentati dalla disponibilità di produzioni equity, dalla presenza in tutte le fasi della filiera del GNL (liquefazione, shipping e rigassificazione) e accesso alle infrastrutture, dalle attività di trading e risk management. Complessivamente, il fabbisogno long-term di gas di Eni è soddisfatto con forniture provenienti da dodici 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.

Nel 2011, i volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 83,38 miliardi di metri cubi con un aumento rispetto al 2010 di 0,89 miliardi di metri cubi, pari all'1,1%. Nel 2011 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 (2,4 miliardi di metri cubi); (iii) degli Stati Uniti per 2,2 miliardi di metri cubi; (iv) di altre aree europee (della Croazia per 0,3 miliardi di metri cubi). In netta flessione gli approvvigionamenti di gas equity provenienti dalle produzioni dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam (a 0,6 miliardi di metri cubi), a causa dell'impatto della forza maggiore sulle forniture del gas libico (nel 2010 i due giacimenti avevano fornito 2,5 miliardi di metri cubi in quota Eni). 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 particolare, in Italia la vendita al mercato retail è caratterizzata da prezzi regolati dall'Autorità per i soli clienti cosiddetti "tutelati", in prevalenza residenziali e piccole imprese. Il mercato del gas in Italia è articolato nei segmenti industriale, termoelettrico, grossista e residenziale. Le grandi imprese industriali e le centrali termoelettriche sono generalmente allacciate direttamente alla rete di trasporto regionale di gasdotti. I grossisti comprendono essenzialmente le aziende di vendita che acquistano il gas per rivenderlo ai clienti del settore civile attraverso reti di gasdotti locali di distribuzione del gas a bassa pressione. I clienti del settore residenziale comprendono le utenze domestiche (cosiddetto "retail market") e il terziario

Vendite e quote di mercato per segmento di utilizzo	2010		2011		Var. % 2011 vs 2010
	Volumi venduti	Quota di mercato (%)	Volumi venduti	Quota di mercato (%)	
Italia a terzi	28,10	33,8	28,47	36,6	1,3
Grossisti	4,84		5,16		6,6
Gas release	0,68				
PSV e borsa	4,65		5,24		12,7
Industriali	6,41		7,21		12,5
PMI e terziario	1,09		0,88		(19,3)
Termoelettrici	4,04		4,31		6,7
Residenziali	6,39		5,67		(11,3)
Autoconsumi	6,19		6,21		0,3
TOTALE ITALIA	34,29	41,3	34,68	44,6	1,1
Domanda Gas^(a)	83,10		77,84		(6,3)

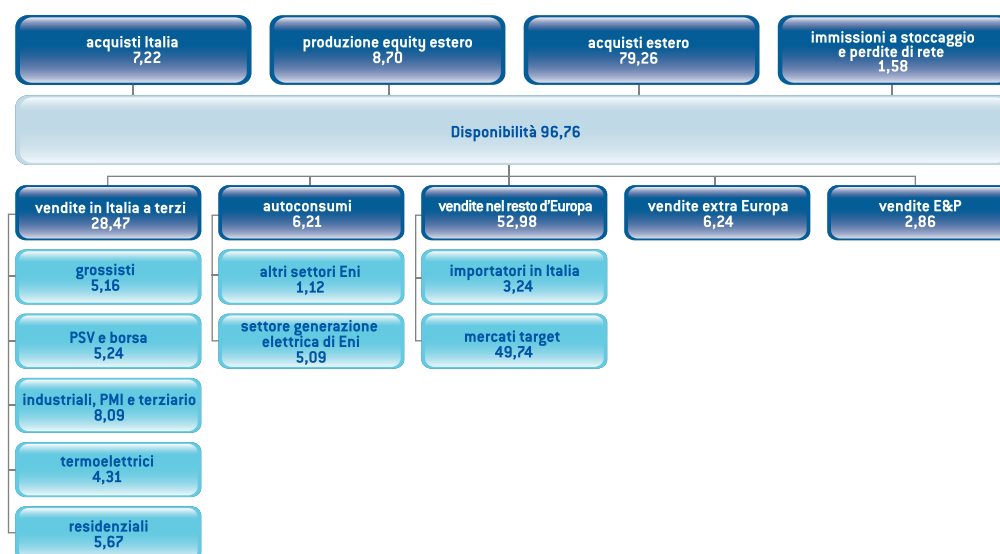
(a) Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico.

(grande distribuzione, ospedali, pubblica amministrazione) e le piccole/medie imprese ubicate in ambito urbano (cosiddetto "middle market"). Complessivamente Eni rifornisce circa 3.000 clienti tra grandi imprese, produttori di energia elettrica, grossisti e operatori del settore dell'autotrazione. Sono invece 7,10 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese, ed enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale. Nel 2011, le vendite di gas naturale sono state di 96,76 miliardi di metri cubi evidenziando una marginale riduzione (-0,30 miliardi di metri cubi rispetto al 2010, pari allo 0,3%). Nonostante la flessione di circa il 6% della

domanda gas Italia, le vendite in Italia di Eni hanno registrato una sostanziale tenuta a 34,68 miliardi di metri cubi (+0,39 miliardi di metri cubi rispetto al 2010, pari all'1,1%). Tali risultati riflettono gli effetti positivi delle azioni commerciali intraprese con maggiori vendite di 0,80 miliardi di metri cubi agli industriali, 0,32 e 0,27 miliardi di metri cubi ai grossisti e al settore termoelettrico, rispettivamente. In aumento anche le vendite spot al PSV e borsa (+0,59 miliardi di metri cubi). La flessione delle vendite ai residenziali (-0,72 miliardi di metri cubi) è stata dovuta agli effetti del clima mite sulle vendite stagionali e all'azione della concorrenza.

Disponibilità e vendita di gas naturale

(miliardi di metri cubi)



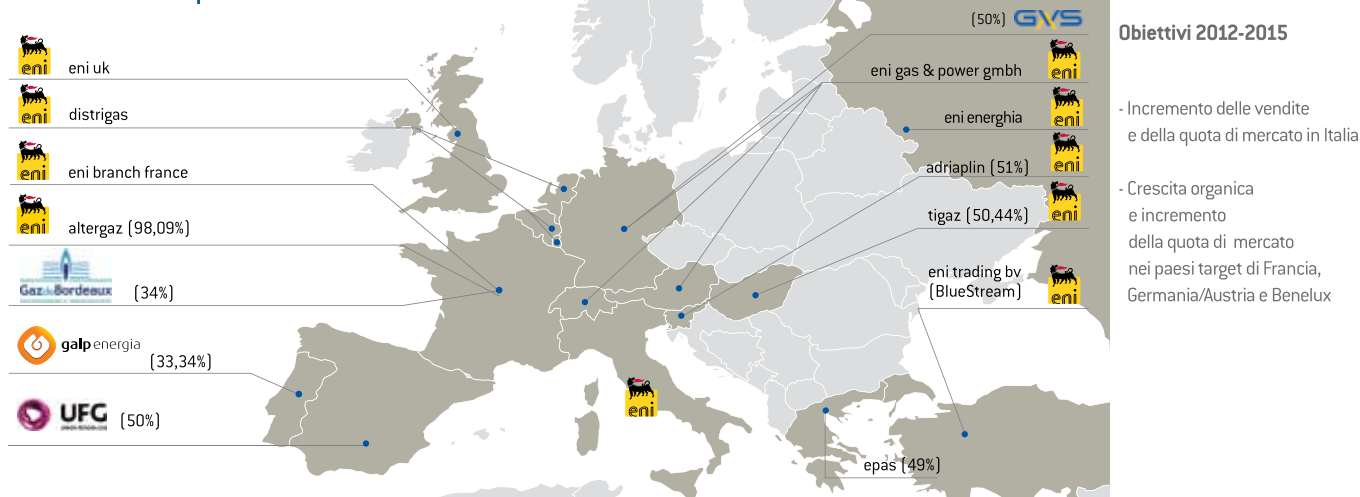
Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	2010	2011
ITALIA		56,13	52,87	40,04	34,29	34,68
Grossisti		10,01	7,52	5,92	4,84	5,16
Gas release		2,37	3,28	1,30	0,68	
PSV e borsa		1,90	1,89	2,37	4,65	5,24
Industriali		11,77	9,59	7,58	6,41	7,21
PMI e terziario		1,00	1,05	1,08	1,09	0,88
Termoelettrici		17,21	17,69	9,68	4,04	4,31
Residenziali		5,79	6,22	6,30	6,39	5,67
Autoconsumi		6,08	5,63	5,81	6,19	6,21
VENDITE INTERNAZIONALI		42,83	51,36	63,68	62,77	62,08
Resto d'Europa		35,02	43,03	55,45	54,52	52,98
Importatori in Italia		10,67	11,25	10,48	8,44	3,24
Mercati europei		24,35	31,78	44,97	46,08	49,74
<i>Penisola Iberica</i>		6,91	7,44	6,81	7,11	7,48
<i>Germania/Austria</i>		5,03	5,29	5,36	5,67	6,47
<i>Benelux</i>			4,77	15,72	14,87	11,95
<i>Ungheria</i>		2,74	2,82	2,58	2,36	2,24
<i>UK/Nord Europa</i>		3,15	3,21	4,31	5,22	6,10
<i>Turchia</i>		4,62	4,93	4,79	3,95	6,86
<i>Francia</i>		1,62	2,66	4,91	6,09	7,01
<i>Altro</i>		0,28	0,66	0,49	0,81	1,63
Mercati extra europei		2,42	2,33	2,06	2,60	6,24
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		5,39	6,00	6,17	5,65	2,86
TOTALE VENDITE GAS MONDO		98,96	104,23	103,72	97,06	96,76

Commercializzazione nel resto d'Europa

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 competitività della propria posizione di costo, a un approccio commerciale integrato grazie alla presenza simultanea in più mercati e l'utilizzo della piattaforma commerciale pan-europea. Nel 2011, le vendite nei mercati europei sono state di 49,74 miliardi di metri

cubi, registrando una buona performance con una crescita del 7,9% che ha riguardato tutti i mercati, ad eccezione del Benelux dove la pressione competitiva, in particolare nel segmento grossista, ha ridotto il portafoglio di vendita Eni. I principali incrementi sono stati registrati in Turchia grazie alla ripresa dei ritiri da parte di Botaş, Francia anche grazie al consolidamento di Altagaz, UK/Nord Europa, Germania/Austria e Penisola Iberica. 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 2011.

Benelux

Attraverso una presenza diretta e l'integrazione con la consociata Distrigas, 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 2011, le vendite di gas naturale nel Benelux a industrie, grossisti e operatori termoelettrici sono ammontate a 11,95 miliardi di metri cubi con un calo di 2,92 miliardi di metri cubi, pari al 19,6%, dovuto all'azione della concorrenza, in particolare nel segmento grossista. Nel gennaio 2012, nell'ambito della strategia di rafforzamento della propria posizione in Belgio, Eni ha perfezionato l'acquisizione delle società Nuon Belgium NV e Nuon Power Generation Walloon NV. Nuon Belgium NV commercializza gas ed energia elettrica prevalentemente ai segmenti residenziale e professionale, mentre Nuon Power Generation Walloon NV ha l'obiettivo di sviluppare un progetto per la realizzazione di una centrale elettrica CCGT a Seneffe in Belgio.

Francia

Eni è presente in Francia in tutti i segmenti di mercato attraverso le proprie strutture commerciali dirette e la società Altagaz (Eni 98,09% al 31 dicembre 2011). Eni partecipa inoltre con il 17% nella Gaz de Bordeaux SAS [e un ulteriore 17% tramite Altagaz], società che commercializza gas nell'area urbana di Bordeaux. Nel 2011, le vendite in Francia di Eni sono state complessivamente di 7,01 miliardi di metri cubi (6,09 nel 2010) con un aumento di 0,92 miliardi di metri cubi, pari al 15,1%.

Germania/Austria

Eni è presente nel mercato tedesco del gas naturale attraverso la collegata GVS (Gasversorgung Süddeutschland GmbH - Eni 50%), che nel corso del 2011 ha venduto circa 4,68 miliardi di metri cubi (2,34 miliardi in quota Eni), e una struttura commerciale diretta che ha venduto nel 2011 circa 3,23 miliardi di metri cubi di gas in Germania e 1,34 miliardi in Austria. Complessivamente, nel 2011 Eni ha venduto 6,47 miliardi di metri cubi di

gas nei mercati di Germania e Austria con un incremento di 0,80 miliardi di metri cubi, pari al 14,1% rispetto all'anno precedente.

Penisola Iberica

Complessivamente, le vendite Eni nella penisola Iberica nel 2011 sono state di 7,48 miliardi di metri cubi con un aumento di 0,37 miliardi di metri cubi, pari al 5,2%, rispetto al 2010.

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 2011 le vendite di gas di UFG in Europa sono state di 4,88 miliardi di metri cubi (2,44 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 2011, le vendite in Spagna di Eni sono state complessivamente 5,79 miliardi di metri cubi con un leggero incremento rispetto all'anno precedente.

Portogallo Eni è presente nel mercato portoghese del gas naturale attraverso la società Galp Energia (Galp - Eni 33,34%) che nel 2011 ha venduto circa 5,49 miliardi di metri cubi di gas naturale (1,83 miliardi in quota Eni).

Turchia

Eni commercializza gas naturale di provenienza russa trasportato attraverso il gasdotto Blue Stream. Nel 2011, le vendite sono state di 6,86 miliardi di metri cubi di gas, un aumento di 2,91 miliardi di metri cubi, pari al 73,7% rispetto al 2010.

UK/Nord Europa

Eni commercializza nel Regno Unito gas naturale attraverso Eni UK Ltd

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 2011, le vendite Eni sono state di 6,10 miliardi di metri cubi con un aumento del 16,9% rispetto all'anno precedente.

Progetto di stoccaggio di gas Deborah nell'area Hewett

Prosegue lo sviluppo del progetto di stoccaggio offshore di gas nel giacimento Deborah nella Hewett area, situata nel Southern Gas Basin nel Mare del Nord, presso il terminale di Bacton (UK). Il progetto intende erogare 4,6 miliardi di metri cubi di working gas destinato al mercato britannico e dell'Europa Nord Occidentale. Grazie al completamento della fase di Front End Engineering (FEED), negli ultimi due anni sono stati realizzati progressi importanti nello sviluppo del progetto, consentendo di ottenere le principali autorizzazioni necessarie, tra cui l'accordo con il Crown Estate, la licenza per lo stoccaggio gas dal DECC (Department of Energy and Climate Change), e i principali permessi rilasciati dal North Norfolk District Counsel del terminale di Bacton. Inoltre il governo del Regno Unito ha di recente indicato come strategica per il paese la necessità di potenziare le infrastrutture di stoccaggio, anche in un'ottica di sviluppo di produzione elettrica da fonti rinnovabili, in quanto, per gestire i rischi derivanti dall'interrompibilità della fornitura implicita nell'uso di quest'ultima, è necessario potenziare gli impianti a ciclo combinato e ridurre i rischi che i picchi del consumo di gas inducano un incremento indesiderato del prezzo. Eni ritiene le recenti prese di posizione delle autorità del Regno Unito estremamente importanti ed incoraggianti per il progetto di stoccaggio Deborah. Pertanto Eni, di concerto con altri operatori interessati allo sviluppo di progetti di stoccaggio nel Regno Unito, ha avviato contatti con le autorità competenti per identificare ogni possibile meccanismo volto a ridurre i rischi insiti nell'investimento in infrastrutture di stoccaggio in UK. La FID del progetto dipenderà dall'esito di tali contatti con le autorità e dallo sviluppo dei rapporti in corso con potenziali partner.

1.2 GNL

Eni è presente con le sue attività in tutte le fasi della filiera del GNL: liquefazione, 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.

I principali asset Eni nel GNL sono:

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

Cameron Eni ha acquisito diritti relativi a capacità per rigassificazione presso il terminale di rigassificazione GNL di Cameron, entrato in esercizio nel terzo trimestre del 2009 e situato a 18 miglia dal Golfo del Messico lungo il Calcasieu Channel in Hackberry, Louisiana. 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. Il terminale ha avviato le attività nel quarto trimestre 2011, mentre il progetto upstream in Angola di sviluppo delle riserve gas ad esso destinate non è ancora partito. 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.

Qatar

Tramite la controllata Distrigas, 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.

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 con impianti fotovoltaici sul territorio nazionale. Nel 2011, la produzione di energia elettrica è stata di 25,23 terawattora con una flessione 0,40 terawattora rispetto al 2010, pari all'1,6%, per effetto essenzialmente delle minori produzioni presso la centrale di Brindisi, in parte compensate dagli incrementi su Ravenna e Ferrara.

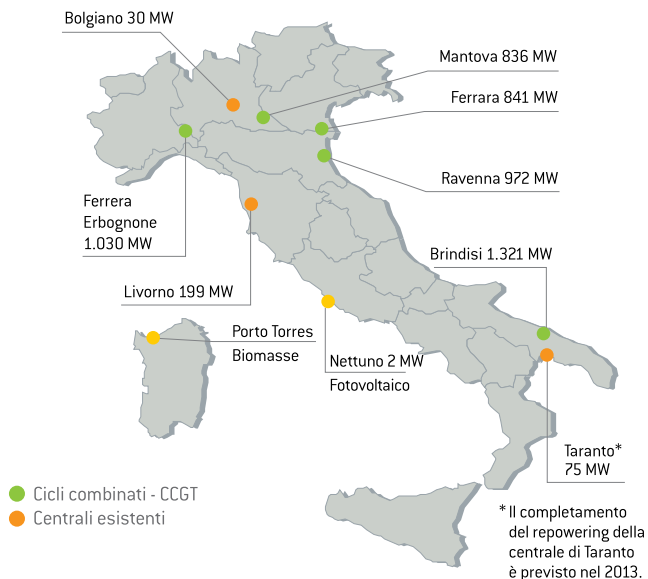
Al 31 dicembre 2011, la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt¹ (5,3 gigawatt al 31 dicembre 2010). Nel 2011 a completamento delle disponibilità di energia elettrica ha contribuito la maggiore attività di commercializzazione (+1,14 terawattora, pari all'8,2%) per effetto dei maggiori acquisti in borsa a condizioni favorevoli.

Il programma di sviluppo prevede il revamping della centrale di Bolgiano (Eni 100%), l'upgrading della centrale di Taranto (Eni 100%), nonché la realizzazione di una nuova centrale a biomasse nell'ambito di un progetto

[1] Capacità disponibile a conclusione delle attività di smantellamento degli impianti obsoleti.

Eni di riqualificazione industriale del sito di Porto Torres. Attività di sviluppo sono altresì in corso presso la centrale di Ferrara (Eni 100%).

Centrali e stabilimenti EniPower in Italia



Capacità installata (in esercizio) al 31 dicembre 2011: 5.306 MW

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 e Business regolati Italia

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). In Italia, gestisce la quasi totalità della rete nazionale di gasdotti, gli impianti

di stoccaggio, il terminale di rigassificazione di Panigaglia e un importante sistema di reti locali di distribuzione al servizio del retail market.

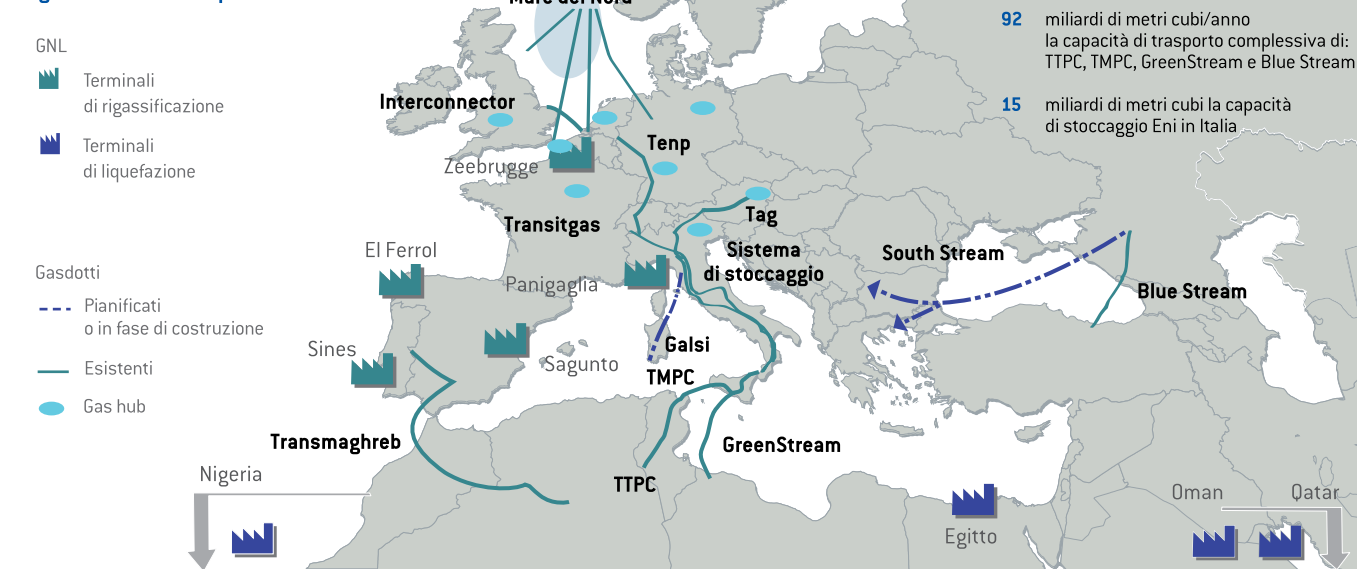
2.1 Trasporto internazionale

Eni dispone dei diritti di trasporto su di un sistema di gasdotti europei e nord africani funzionale all'importazione in Italia del gas naturale proveniente dalle aree di produzione di Russia, Algeria, Mare del Nord, incluse Olanda e Norvegia, e Libia. Eni partecipa al capitale sociale di società che operano i gasdotti o ne gestiscono i diritti di trasporto. L'assetto partecipativo in tali società è profondamente cambiato nel corso del 2011 quando sono state perfezionate le cessioni delle partecipazioni nei gasdotti di importazione dal Nord Europa (TENP e Transitgas) e dalla Russia (TAG) nell'ambito degli impegni concordati il 29 settembre 2010 con la Commissione Europea. I contratti di ship-or-pay di Eni sono rimasti in vigore.

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 completato nel 2008, 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. A seguito della crisi libica, il gasdotto è stato chiuso dal 22 febbraio 2011 a ottobre 2011. L'operatività del gasdotto è stata ripristinata a partire da fine ottobre 2011;

Principali infrastrutture di trasporto del gas naturale in Europa



- 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.

2.2 Progetto South Stream

Nel settembre 2011, Eni e Gazprom nell'ambito della partnership strategica hanno concordato una serie di accordi in iniziative industriali di comune interesse tra cui lo sviluppo del progetto South Stream attraverso la definizione dei termini per l'ingresso nel progetto degli operatori gas Wintershall ed EDF ciascuno con una quota del 15%. Gazprom ed Eni partecipano al progetto rispettivamente con il 50% e il 20%. Nel marzo 2012, sono stati inoltre definiti i termini per l'avvio della costruzione del gasdotto e per il conseguimento della Final Investment Decision entro novembre 2012.

2.3 Business regolati Italia

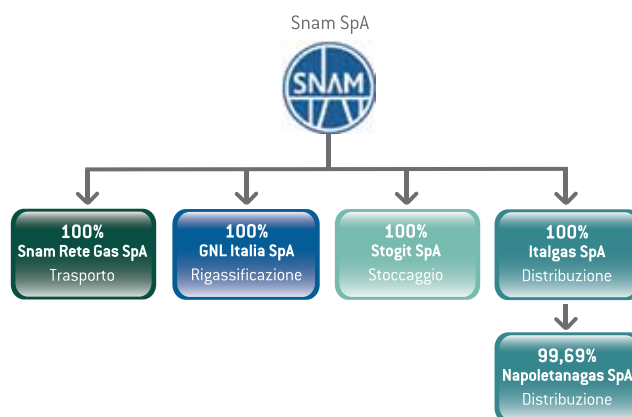
Riorganizzazione Business regolati Italia

In attuazione del cosiddetto Terzo Pacchetto Energia (Direttive comunitarie 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE), il 5 dicembre 2011 e con decorrenza 1° gennaio 2012, è stata deliberata la variazione della denominazione sociale da "Snam Rete Gas SpA" in "Snam SpA" della società che detiene il 100% del capitale sociale delle quattro società operative a cui fanno capo rispettivamente la gestione e lo sviluppo delle attività di trasporto, rigassificazione, stoccaggio e distribuzione di gas naturale. Tale variazione, unitamente al conferimento del ramo d'azienda "trasporto, dispacciamento, telecontrollo e misura del gas naturale" a una nuova società che, a partire dal 1° gennaio 2012, ha assunto in continuità la denominazione di Snam Rete Gas SpA, intende realizzare un modello organizzativo che risponda alle disposizioni di legge.

Infrastrutture

Attraverso Snam (Eni 52,53%) Eni gestisce la quasi totalità della rete di tra-

Riorganizzazione dei Business regolati Italia



sporto di gas in Italia, il terminale di rigassificazione di Panigaglia, un'ampia rete di distribuzione locale e i depositi di stoccaggio con relative facility.

Trasporto Italia

Le attività di trasporto e di rigassificazione in quanto di pubblico interesse sono regolamentate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas che determina le tariffe e le modalità di accesso ai servizi erogati, la qualità tecnica dei servizi e stabilisce la metodologia di calcolo delle tariffe, fissando in particolare il rendimento del capitale investito. Si tratta pertanto di un business con un contenuto profilo di rischio, in grado di assicurare performance stabili nel tempo.

Principali elementi tariffari delle attività regolate				
	TRASPORTO	RIGASSIFICAZIONE	STOCCAGGIO	DISTRIBUZIONE
Termine periodo di regolazione	- 31 dicembre 2013	- 30 settembre 2012	- 31 dicembre 2014	- 31 dicembre 2012
Calcolo del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (RAB)	- Costo storico rivalutato	- Costo storico rivalutato	- Costo storico rivalutato - Deduzione costi di ripristino	- Costo storico rivalutato - Metodo parametrico per i cespiti centralizzati
Remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (WACC pre-tax)	- 6,4% (trasporto) - 6,9% (misura)	- 7,6%	- 6,7%	- 7,6% (distribuzione) - 8% (misura)
Incentivi su nuovi investimenti	- 1% per 5 anni (su investimenti in sicurezza) - 2% per 7/10 anni (su investimenti per sviluppo capacità) - 3% per 10/15 anni (su investimenti di sviluppo di capacità in ingresso)	- 2% per 8 anni (su potenziamento di terminali esistenti inferiore al 30%) - 3% per 16 anni (su potenziamento di terminali esistenti superiore al 30%)	- 4% per 8 anni (su potenziamento di capacità esistenti) - 4% per 16 anni (su sviluppo di nuovi campi di stoccaggio)	- 2% per 8 anni (su sostituzione di condotte in ghisa e rinnovo di sistemi di odorizzazione)
Fattore di efficienza (X FACTOR)	- 2,1% su costi operativi	- 0,5% su costi operativi	- 0,6% su costi operativi	- 3,2% su costi operativi distribuzione - 3,6% su costi operativi misura
Domanda gas	- 15% dei ricavi esposti a variazioni della domanda	- 10% dei ricavi esposti a variazioni della domanda	- Nessuna esposizione a variazioni della domanda	- Nessuna esposizione a variazioni della domanda

Snam Rete Gas (Snam 100%) è il principale operatore italiano del trasporto del gas naturale, con oltre 32.010 chilometri di gasdotti in esercizio sul territorio nazionale eserciti in alta e media pressione. La rete di trasporto Eni è articolata in:

- una rete di trasporto nazionale dell'estensione di 9.080 chilometri, costituita essenzialmente da condotte di grande diametro che trasportano il gas dai punti di ingresso al sistema – i gasdotti di importazione e i principali centri di produzione nazionale – ai punti di interconnessione con la rete di trasporto regionale e ai siti di stoccaggio. I gasdotti si distinguono in condotte di terra, il cui diametro massimo raggiunge i 1.400 mm, che realizzano il trasporto del gas a una pressione compresa tra i 24 e i 75 bar, e condotte sottomarine che attraversano lo stretto di Messina, hanno un diametro compreso tra i 500 e i 650 mm e trasportano gas a una pressione fino a 115 bar. Il gas naturale proveniente dall'estero viene immesso nella rete nazionale attraverso 7 punti di entrata, in corrispondenza delle interconnessioni con i metanodotti di importazione (Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Mazara del Vallo, Gela) e dei terminali di rigassificazione GNL (Panigaglia e Cavarzere). Anche i campi di stoccaggio gas sono collegati con la rete di trasporto (2 punti virtuali di entrata/uscita verso gli hub di stoccaggio). Il gas in uscita dalla rete nazionale è trasportato sulla rete regionale fino ai punti di riconsegna, nei quali avviene il ritiro del gas da parte dei clienti;
- una rete di trasporto regionale dell'estensione di 22.930 chilometri, costituita da condotte di diametro e pressioni di esercizio di norma inferiori a quelli della rete nazionale. Attraverso la rete regionale viene movimentato il gas naturale in ambiti territoriali delimitati, generalmente su scala regionale, per la fornitura del gas ai consumatori industriali e termoelettrici e alle reti di distribuzione urbana del gas.

I principali gasdotti della rete nazionale Eni interconnessi con quelli d'importazione sono:

per il gas importato al punto di entrata di Mazara del Vallo:

- le due linee del diametro di 48/42 pollici che collegano Mazara del Vallo (Trapani) a Minerbio (Bologna), lunghe circa 1.500 chilometri ciascuna. Le condotte si raccordano alle linee di importazione del gas naturale di provenienza algerina che attraversano il canale di Sicilia. È in fase di realizzazione il potenziamento del gasdotto con la posa di una terza linea del diametro di 48 pollici, lunga 583 chilometri (di cui 525 chilometri già in esercizio). La capacità di trasporto disponibile in corrispondenza del punto di ingresso di Mazara del Vallo è di circa 105 milioni di metri cubi/giorno;

per il gas importato al punto di entrata di Gela:

- la linea di 36 pollici, lunga 67 chilometri, che collega Gela, punto di ingresso del gasdotto sottomarino GreenStream, alla rete di trasporto nazionale presso Enna, lungo la dorsale di importazione dall'Algeria. La capacità di trasporto disponibile in corrispondenza di Gela è di circa 38 milioni di metri cubi/giorno;

per il gas importato al punto di entrata di Tarvisio e Gorizia:

- le due linee del diametro 42/36/34 pollici dello sviluppo complessivo di circa 900 chilometri che collegano la rete austriaca da Tarvisio (Udine) e,

attraversando la Pianura Padana, si estendono fino a Serignano (Cremona) e Minerbio (Bologna). Il gasdotto è stato potenziato con la posa di una terza linea, del diametro compreso tra 48 e 56 pollici, della lunghezza di 264 chilometri. La capacità di trasporto disponibile al punto di entrata di Tarvisio è di circa 119 milioni di metri cubi/giorno, cui va aggiunta la capacità disponibile al punto di entrata di Gorizia di circa 5 milioni di metri cubi/giorno;

per il gas importato al punto di entrata di Passo Gries:

- la linea dal diametro di 48 pollici e dello sviluppo complessivo di 177 chilometri che collega il sistema di trasporto svizzero a Passo Gries (Verbania) e si estende fino al nodo di Mortara (Pavia) nella Pianura Padana. La capacità di trasporto disponibile al punto di ingresso di Passo Gries è di circa 64 milioni di metri cubi/giorno;

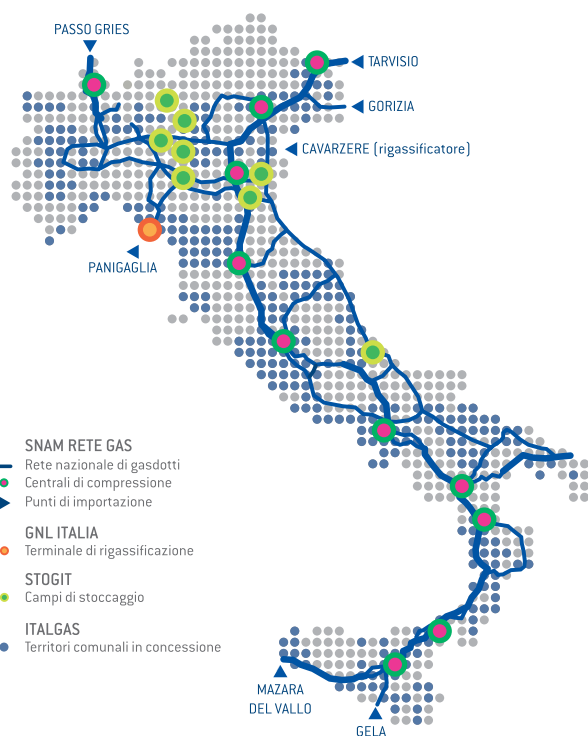
per il gas proveniente dal terminale GNL di Panigaglia:

- la condotta da 30 pollici della lunghezza di 170 chilometri, che collega il terminale GNL di Panigaglia con la rete nazionale nei pressi di Parma. La capacità di trasporto disponibile al punto di entrata di Panigaglia è di circa 13 milioni di metri cubi/giorno;

per il gas proveniente dal terminale Adriatic LNG di Rovigo:

- collegamento da 36 pollici presso il nodo di Minerbio con il gasdotto Cavarzere-Minerbio della società Edison Stoccaggio SpA che riceve il gas dal

Infrastrutture al 31 dicembre 2011



Capacità di trasporto in Italia	(milioni di metri cubi/giorno)			Anno termico 2010-2011			Anno termico 2011-2012		
	Capacità disponibile	Capacità conferita	Saturazione (%)	Capacità disponibile	Capacità conferita	Saturazione (%)	Capacità disponibile	Capacità conferita	Saturazione (%)
Punti di entrata									
Tarvisio	119,2	110,3	92,5	118,8	109,9	92,5	118,8	109,9	92,5
Mazara del Vallo	105,0	98,9	94,2	105,0	88,2	84,0	105,0	88,2	84,0
Passo Gries	64,8	55,0	84,9	64,4	61,7	95,8	64,4	61,7	95,8
Gela	35,2	34,3	97,4	37,6	21,9	58,2	37,6	21,9	58,2
Cavarzere (GNL)	26,4	24,6	93,2	26,4	24,6	93,2	26,4	24,6	93,2
Panigaglia (GNL)	13,0	7,2	55,4	13,0	11,4	87,7	13,0	11,4	87,7
Gorizia	4,8	0,5	10,4	4,8	0,6	12,5	4,8	0,6	12,5
	368,4	330,8	89,8	370,0	318,3	86,0	370,0	318,3	86,0

terminale offshore di rigassificazione del GNL situato al largo di Porto Viro (RO). La capacità di trasporto disponibile al punto di entrata di Cavarzere è di circa 26 milioni di metri cubi/giorno.

Il sistema di trasporto di Eni comprende: (i) undici centrali di compressione, con una potenza complessiva di 883,7 MW, che hanno lo scopo di aumentare la pressione del gas nelle condotte e riportarla al valore necessario per assicurare il flusso; (ii) quattro terminali marittimi che connettono le condotte sottomarine a quelle di terra situati a Mazara del Vallo (Trapani), a Messina, a Favazzina (Reggio Calabria) e a Palmi (Reggio Calabria). Le interconnessioni esercite da Snam Rete Gas all'interno della rete di trasporto in Italia sono assicurate da 22 punti (i cosiddetti "nodi") di connessione e di smistamento e da 568 aree impiantistiche contenenti impianti di riduzione e di regolazione della pressione. Tali impianti consentono di regolare il flusso del gas naturale all'interno della rete e assicurano il collegamento tra condotte operanti a diversi regimi di pressione. Snam Rete Gas svolge il servizio di dispacciamento del gas naturale tramite una centrale operativa che provvede al monitoraggio e al controllo a distanza dell'esercizio della rete di trasporto, ricevendo dati da circa 3.000 impianti, di cui oltre 1.500 telecomandati, dislocati lungo tutto il territorio nazionale.

Nel 2011, i volumi di gas naturale trasportati in Italia (78,30 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 5,01 miliardi di metri cubi rispetto al 2010 per effetto in particolare della flessione della domanda di gas in Italia. Eni ha trasportato 43,18 miliardi di metri cubi di gas per conto di altri operatori con una flessione rispetto al 2010 di 4,68 miliardi di metri cubi, pari al 9,8%.

Attraverso la controllata GNL Italia, Eni è proprietaria del terminale di rigassificazione del GNL situato presso Panigaglia (La Spezia). Il terminale è in grado di rigassificare ogni giorno 17.500 metri cubi di GNL e conseguentemente, in condizioni di massima operatività, di immettere annualmente nella rete di trasporto oltre 3,5 miliardi di metri cubi di gas naturale. Nel 2011, il terminale GNL ha rigassificato 1,89 miliardi di metri cubi di gas naturale (1,98 miliardi di metri cubi nel 2010).

Distribuzione

L'attività di distribuzione è il trasporto di gas naturale attraverso reti locali di gasdotti prevalentemente a bassa pressione per la consegna ai clienti finali del settore civile, del terziario e della piccola industria in ambito urbano. Eni, attraverso la consociata Italgas e altre società controllate, esercita l'attività di distribuzione in 1.330 comuni con una rete di gasdotti dell'estensione di circa 50.300 chilometri, 5,9 milioni di utenze e 7,64 miliardi di volumi distribuiti nel 2011.

Analogamente al trasporto e alla rigassificazione, l'attività di distribuzione in quanto pubblico servizio è anch'essa regolamentata dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas che ne stabilisce, tra le altre cose, la metodologia di calcolo delle tariffe e la remunerazione del capitale investito.

L'attività di distribuzione gas è svolta in regime di concessione tramite affidamento del servizio da parte degli enti pubblici locali. In accordo con

le disposizioni di legge in materia, le nuove concessioni non potranno più essere rilasciate con riferimento ai singoli comuni ma ai cosiddetti Ambiti Territoriali Minimi ("ATEM") pluri-comunali.

Stoccaggio

Eni, attraverso la consociata Stoccaggi Gas Italia SpA, opera nel settore dello stoccaggio di gas naturale in regime di concessione. I servizi di stoccaggio sono prestati attraverso le 8 concessioni operative, con una capacità di modulazione complessiva di 10 miliardi di metri cubi, di cui 4 localizzate in Lombardia (Brugherio, Ripalta, Sergnano e Settala), 3 in Emilia Romagna (Cortemaggiore, Minerbio e Sabbioncello) e 1 in Abruzzo (Fiume Treste). I suddetti siti di stoccaggio sono interamente costituiti da giacimenti precedentemente utilizzati per la produzione di gas naturale e adeguatamente convertiti allo stoccaggio di gas naturale attraverso la realizzazione di opportune infrastrutture e facility di collegamento alla rete nazionale.

Il sistema di stoccaggio consente l'iniezione di gas e la sua successiva erogazione nel rispetto dei vincoli tecnici e gestionali, presso ciascuno dei siti e attraverso l'operatività dei seguenti elementi:

- giacimenti di stoccaggio;
- pozzi;
- facility di collegamento;
- impianti di compressione;
- impianti di trattamento.

I parametri che caratterizzano un giacimento di stoccaggio sono il cushion gas e il working gas. Il cushion gas rappresenta la quantità di gas necessaria per l'utilizzo dello stoccaggio ed è il quantitativo minimo indispensabile, presente o iniettato, nei giacimenti in fase di avvio dello stoccaggio, che è necessario mantenere costantemente in giacimento. Il working gas rappresenta il volume di gas prodotto ed iniettato ciclicamente nell'arco di un anno. L'attività di stoccaggio è sostanzialmente distinguibile in due fasi:

- l'iniezione del gas naturale nel sottosuolo;
- l'erogazione del gas naturale precedentemente iniettato.

L'iniezione del gas in giacimento, attraverso i pozzi di stoccaggio, generalmente concentrata nel periodo fra aprile e ottobre di minore consumo stagionale, è effettuata tramite gli impianti di compressione che incrementano la pressione del gas naturale, prelevato dalla rete di distribuzione nazionale. L'erogazione del gas, solitamente concentrata nel periodo tra novembre e il mese di marzo successivo per far fronte ai picchi stagionali di consumo, è effettuata tramite gli impianti di trattamento necessari per riportare il gas alle specifiche di commercializzazione.

Nell'ambito dell'attività di stoccaggio nel 2011 sono stati immessi in giacimento 7,78 miliardi di metri cubi di gas (-0,22 miliardi di metri cubi rispetto al 2010) e sono stati erogati 7,53 miliardi di metri cubi (in lieve flessione rispetto al 2010). La capacità di stoccaggio complessiva è stata pari a 15 miliardi di metri cubi, di cui 5 destinati allo stoccaggio strategico. La quota di capacità di modulazione utilizzata dai clienti terzi è stata pari a circa il 78% (71% nel 2010).

Approvvigionamento di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	2010	2011
Italia		8,65	8,00	6,86	7,29	7,22
Estero						
Russia		23,44	22,91	22,02	14,29	21,00
Algeria (incluso il GNL)		18,41	19,22	13,82	16,23	13,94
Libia		9,24	9,87	9,14	9,36	2,32
Paesi Bassi		7,74	9,83	11,73	10,16	11,02
Norvegia		5,78	6,97	12,65	11,48	12,30
Regno Unito		3,15	3,12	3,06	4,14	3,57
Ungheria		2,87	2,84	0,63	0,66	0,61
Qatar (GNL)			0,71	2,91	2,90	2,90
Altri acquisti di gas naturale		2,20	4,07	4,49	4,42	6,16
Altri acquisti di GNL		2,32	2,11	1,34	1,56	2,34
		75,15	81,65	81,79	75,20	76,16
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		83,80	89,65	88,65	82,49	83,38
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		1,49	(0,08)	1,25	(0,20)	1,79
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni		(0,46)	(0,25)	(0,30)	(0,11)	(0,21)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		84,83	89,32	89,60	82,18	84,96
Disponibilità per la vendita delle società collegate		8,74	8,91	7,95	9,23	8,94
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		5,39	6,00	6,17	5,65	2,86
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		98,96	104,23	103,72	97,06	96,76

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	2010	2011
Vendite delle società consolidate		84,83	89,32	89,60	82,00	84,37
Italia (inclusi autoconsumi)		56,08	52,82	40,04	34,23	34,60
Resto d'Europa		27,86	35,61	48,65	46,74	45,16
Extra Europa		0,89	0,89	0,91	1,03	4,61
Vendite delle società collegate (quota Eni)		8,74	8,91	7,95	9,41	9,53
Italia		0,05	0,05		0,06	0,08
Resto d'Europa		7,16	7,42	6,80	7,78	7,82
Extra Europa		1,53	1,44	1,15	1,57	1,63
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		5,39	6,00	6,17	5,65	2,86
Totale vendite mondo		98,96	104,23	103,72	97,06	96,76

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	2010	2011
Vendite G&P		8,0	8,4	9,8	11,2	11,8
Italia		1,2	0,3	0,1	0,2	
Resto d'Europa		5,6	7,0	8,9	9,8	9,8
Extra Europa		1,2	1,1	0,8	1,2	2,0
Vendite E&P		3,7	3,6	3,1	3,8	3,9
<i>Terminali:</i>						
Bontang (Indonesia)		0,7	0,7	0,8	0,7	0,6
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,6	0,5	0,5	0,6	0,4
Bonny (Nigeria)		2,0	2,0	1,4	2,2	2,5
Darwin (Australia)		0,4	0,4	0,4	0,3	0,4
Totale vendite di GNL		11,7	12,0	12,9	15,0	15,7

Vendite di energia elettrica	(terawattora)	2007	2008	2009	2010	2011
Mercato libero		20,73	22,89	24,74	27,48	26,87
Borsa elettrica		8,66	3,82	4,70	7,13	8,67
Siti		2,81	2,71	2,92	3,21	3,23
Altro ^(a)		0,99	0,51	1,60	1,72	1,51
Vendite di energia elettrica		33,19	29,93	33,96	39,54	40,28
Produzione di energia elettrica		25,49	23,33	24,09	25,63	25,23
Acquisti di energia elettrica ^(a)		7,70	6,60	9,87	13,91	15,05

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

Centrali elettriche EniPower	Capacità installata ^(a) al 31/12/2011	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
Nettuno - Parco impianti FTV	2		2011-2015	Fotovoltaico	Fotovoltaico
Porto Torres			2016	Centrale cogenerativa	biomasse
	5.306	5,4			

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

(b) Capacità installata e in esercizio.

Generazione elettrica		2007	2008	2009	2010	2011
Acquisti						
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.860	4.530	4.790	5.154	5.008
Altri combustibili	(migliaia di tep)	720	560	569	547	528
- di cui vapore cracking		137	131	82	103	99
Produzioni						
Produzione di energia elettrica	(TWh)	25,49	23,33	24,09	25,63	25,23
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.849	10.584	10.048	10.983	14.401
Capacità installata (in esercizio)	(GW)	4,9	4,9	5,3	5,3	5,3

Volumi di gas naturale trasportati ^(a) e rigassificati	(miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	2010	2011
Totale volumi di gas naturale trasportati		83,28	85,64	76,90	83,31	78,30
Totale volumi di gas naturale rigassificati		2,38	1,52	1,32	1,98	1,89

(a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Infrastrutture di trasporto						
Tratta	Linee	Lunghezza linea principale	Diametro	Capacità di trasporto ^(a)	Pressione min-max	Stazioni di compressione
				(mln mc/g)	(bar)	(n.)
ITALIA	(n.)	(km)	(mm)			
Mazara del Vallo-Minerbio (in potenziamento)	2/3	1.480	48/42 - 48	105,0	75	7
Tarvisio-Sergnano-Minerbio	3	434	42/36, 34 e 48/56	118,8	58/75	3
Passo Gries-Mortara	1/2	177	48/34	64,4	55/75	1
ESTERO	(n.)	(km)	(pollici)	Capacità di trasporto ^(b)	Capacità di transito ^(c)	Stazioni di compressione
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) Si riferisce alla capacità nei punti di entrata interconnessi con i gasdotti di importazione.

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

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

Distribuzione Italia		2007	2008	2009	2010	2011
Volumi vettoriati	(miliardi di metri cubi)	7,44	7,63	7,73	8,15	7,64
vs Eni		5,66	6,33	6,26	6,30	5,59
vs terzi		1,78	1,30	1,47	1,85	2,05
Rete installata	(km)	48.746	49.410	49.973	50.307	50.301
Misuratori attivi	(numero di utenze)	5.598.677	5.676.105	5.770.672	5.848.478	5.896.611
Comuni serviti	(numero)	1.318	1.320	1.322	1.330	1.330

Attività di stoccaggio		2007	2008	2009	2010	2011
Capacità di stoccaggio complessiva:	(miliardi di metri cubi)	13,6	13,7	13,9	14,2	15,0
- di cui strategico		5,1	5,1	5,0	5,0	5,0
- di cui disponibile		8,5	8,6	8,9	9,2	10,0
Capacità di stoccaggio:	(%)					
- quota utilizzata da Eni		44	39	30	29	22
- quota utilizzata da terzi		56	61	70	71	78
Quantitativi di gas naturale movimentati in stoccaggio:	(miliardi di metri cubi)	9,27	11,57	16,52	15,59	15,31
- movimentato in iniezione		4,00	6,30	7,81	8,00	7,78
- movimentato in erogazione		5,27	5,27	8,71	7,59	7,53
Clienti servizi di stoccaggio	(numero)	44	48	56	60	104

Investimenti tecnici		(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Italia			1.219	1.750	1.564	1.575	1.661
Estero			292	308	122	110	60
			1.511	2.058	1.686	1.685	1.721
Mercato			238	198	175	248	184
Mercato			63	91	102	133	97
Italia			13	16	12	40	45
Estero			50	75	90	93	52
Generazione elettrica			175	107	73	115	87
Business regolati Italia			1.031	1.627	1.479	1.420	1.529
Trasporto			691	1.130	919	842	898
Distribuzione			195	233	278	328	337
Stoccaggio			145	264	282	250	294
Trasporto internazionale			242	233	32	17	8
			1.511	2.058	1.686	1.685	1.721

Refining & Marketing

Principali indicatori di performance

		2007	2008	2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	3,57	2,88	3,18	1,77	2,02
Indice di frequenza infortuni contrattisti		4,31	3,45	4,35	3,59	3,21
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(milioni di euro)	36.349	45.017	31.769	43.190	51.219
Utile operativo		686	(988)	(102)	149	(273)
Utile operativo adjusted		292	580	(357)	(171)	(535)
Utile netto adjusted		294	521	(197)	(49)	(262)
Investimenti tecnici		979	965	635	711	866
Capitale investito netto adjusted a fine periodo		7.149	8.260	7.560	7.859	8.600
ROACE adjusted	(%)	4,6	6,5	(2,6)	(0,6)	(3,1)
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	37,15	35,84	34,55	34,80	31,96
Grado di conversione del sistema	(%)	56	58	60	61	61
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	748	737	747	757	767
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa ^(b)	(milioni di tonnellate)	12,65	12,03	12,02	11,73	11,37
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo ^(b)	(numero)	6.440	5.956	5.986	6.167	6.287
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa ^(b)	(migliaia di litri)	2.486	2.502	2.477	2.353	2.206
Grado di efficienza della rete	(%)	1,49	1,56	1,61	1,53	1,50
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	9.428	8.327	8.166	8.022	7.591
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	8,42	7,74	7,29	7,76	7,23
Emissioni di SO _x [ossidi di zolfo]	(tonnellate SO ₂ eq)	26,19	23,18	21,98	28,05	23,07
Emissioni di NO _x [ossidi di azoto]	(tonnellate NO ₂ eq)	7,59	7,38	7,35	7,96	6,74
Prelievi idrici (raffinerie)/lavorazioni di greggio e semilavorati	(metri cubi/tonnellate)	36,25	36,29	35,99	28,36	31,07
Indice di soddisfazione clienti	(scala likert)	8,22	8,14	7,93	7,84	7,74

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) I dati relativi all'esercizio 2007 includono le attività downstream in Penisola Iberica cedute a Galp nell'ottobre 2008.

Performance dell'anno

L'indice di frequenza infortuni dei dipendenti è cresciuto del 14% rispetto al 2010: nell'anno si sono verificati 26 eventi infortunistici.

Nel 2011, le emissioni di NO_x (-15%) e SO_x (-18%) hanno registrato una significativa riduzione rispetto al 2010, grazie al maggior utilizzo di gas naturale in sostituzione dell'olio combustibile e ad iniziative di energy saving.

Nel 2011 il settore ha registrato la perdita netta adjusted di €262 milioni che rappresenta un netto peggioramento rispetto al 2010 (-€213 milioni) dovuto al perdurare dei margini di raffinazione di scenario su livelli non remunerativi a causa degli elevati costi della carica petrolifera e delle utility energetiche che non sono stati recuperati nei prezzi dei prodotti penalizzati dalla debolezza della domanda e dall'eccesso di capacità nel bacino del Mediterraneo. I risultati del Marketing, ancorché positivi, hanno registrato un peggioramento a causa della contrazione della domanda di prodotti.

Il ROACE adjusted si attesta sul valore negativo del -3,1% (-0,6% nel 2010).

Nel 2011 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 31,96 milioni di tonnellate in diminuzione dell'8,2% rispetto al 2010. In Italia la flessione dell'8,7% dei volumi processati riflette la decisione di interrompere temporaneamente le lavorazioni presso la raffineria di Venezia a causa dello scenario negativo e l'impatto delle fermate programmate e di isolate indisponibilità di impianti presso gli altri siti. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono diminuite del 5,3% in particolare nella Repubblica Ceca per la fermata di manutenzione programmata della raffineria di Litvinov.

Le vendite rete in Italia di 8,36 milioni di tonnellate sono diminuite del -3,1% nel 2011, per effetto della contrazione dei consumi in particolare di gasolio e benzina in un quadro congiunturale recessivo caratterizzato da elevata pressione competitiva. La quota di mercato media del 2011 è del 30,5% in aumento di 0,1 punti percentuali rispetto al 2010.

Le vendite rete nel resto d'Europa pari a 3,01 milioni di tonnellate sono in flessione del 2,9% rispetto all'esercizio 2010. Il contributo positivo delle acquisizioni effettuate nel 2010 in Austria ha compensato le minori vendite in Germania, a causa essenzialmente del mancato rinnovo di alcuni contratti di convenzionamento, Francia,

per effetto della razionalizzazione di punti vendita di rete ordinaria e, nei principali mercati dell'Europa centro-orientale, per effetto della contrazione della domanda.

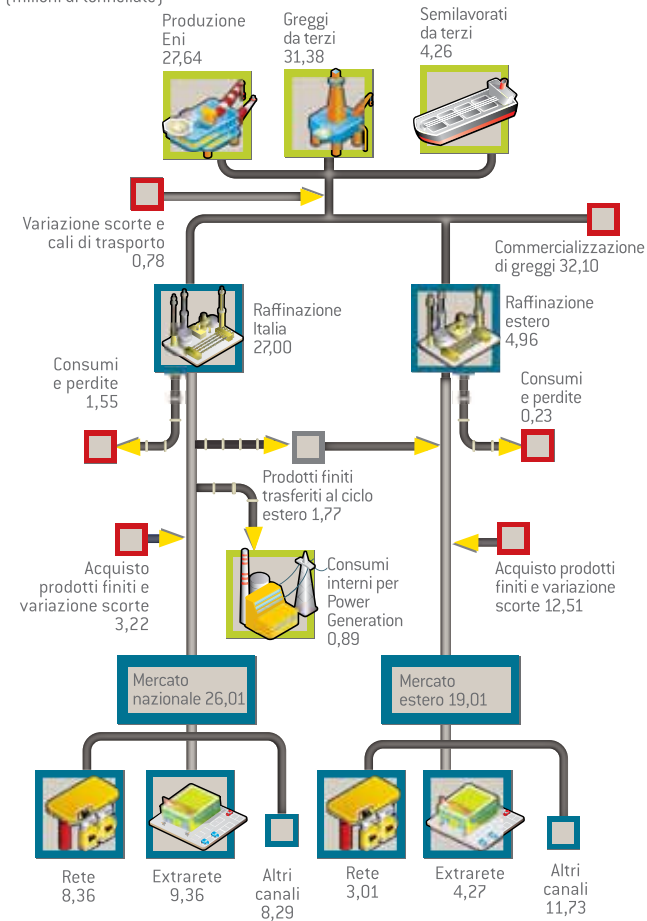
Sono stati investiti €866 milioni per il miglioramento del grado di conversione e della flessibilità delle raffinerie, la logistica e il potenziamento della rete di distribuzione di carburanti in Italia e nel resto

d'Europa, nonché per iniziative in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Nel 2011 la spesa complessiva in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa €32 milioni, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno sono state depositate 8 domande di brevetto.

Ciclo produzione prodotti petroliferi 2011

(milioni di tonnellate)



Attività

1. Raffinazione

Attraverso la Divisione Refining & Marketing, Eni è il primo operatore nel settore della raffinazione con cinque raffinerie di proprietà (Sannazzaro, Livorno, Venezia, 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.

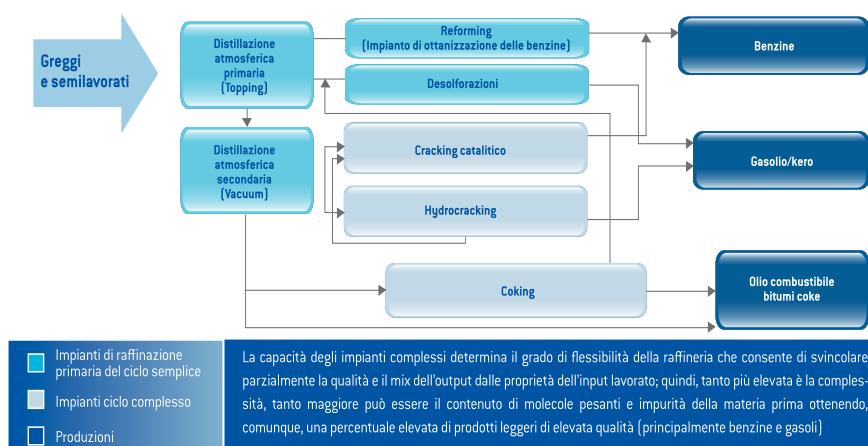
Il sistema di raffinazione Eni ha una capacità bilanciata di circa 38,3 milioni di tonnellate (767 mila barili/giorno) e un indice di conversione del 61%.

Nel 2011 le lavorazioni in conto proprio sono state di 31,96 milioni di tonnellate, di cui 27 milioni di tonnellate in Italia e 4,96 all'estero. Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 22,75 milioni di tonnellate, in flessione dell'11,5% rispetto al 2010, determinando un tasso di utilizzo del 79%, in diminuzione rispetto al 2010 coerentemente con l'andamento negativo dello scenario di mercato. Il 22,3% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di 6,5 punti percentuali rispetto al 2010 (15,8%).

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



Il petrolio greggio trasportato alla raffineria tramite oleodotti e, per i tragitti più lunghi, attraverso navi petroliere, è sottoposto ad un processo di lavorazione volto alla separazione delle diverse componenti. Nella raffineria, il petrolio greggio è introdotto in un forno e portato alla temperatura di circa 400 °C che cambia il suo stato fisico da liquido in vapore. I vapori di petrolio sono, quindi, iniettati nella colonna di frazionamento, o torre di raffinazione. Nella torre di raffinazione i gas, passando attraverso una serie di piatti forati, salgono verso l'alto, raffreddandosi. Alle diverse temperature si condensano, ritornando allo stato liquido. Ricadendo si depositano sui piatti, dando così luogo alla separazione delle diverse frazioni di idrocarburi (gasolio, kerosene, nafta, benzine, metano, etano, propano e butano, oli combustibili, lubrificanti, paraffine, cere e bitumi).

Sistema di raffinazione 2011

	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	66	79
Italia													
Sannazzaro	100	223	223	190	59	34	12		29	29		80	94
Gela	100	129	129	100	142	35		37			46	50	65
Taranto	100	120	120	120	72		30			38		83	83
Livorno	100	106	106	84	11							67	85
Venezia	100	107	107	80	20					22		38	51
Raffinerie partecipate (a)		874	245	193	51	167	25		99	27		88	101
Italia													
Milazzo	50	248	124	80	76	45	25		32			89	119
Germania													
Vohburg/Neustadt (Bayernoil)	20	215	43	41	36	49			43			92	92
Schwedt	8,33	231	19	19	42	49				27		105	105
Repubblica Ceca													
Kralupy e Litvinov (Ceska Rafinerska)	32,4	180	59	53	30	24			24			79	88
TOTALE RAFFINERIE		1.559	930	767	61	236	67	37	128	116	46	72	85

(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 desolforazione. La conversione si attua attraverso l'unità di cracking catalitico a letto fluido (FCC), due unità di conversione distillati medi hydrocracking (HDCK), 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. Nel prossimo quadriennio la raffineria sarà potenziata con la realizzazione di un impianto di conversione basato sulla tecnologia proprietaria EST della capacità di 23 mila barili/giorno con avvio atteso nel 2012 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.

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. Produce prevalentemente prodotti per autotrazione e per riscaldamento destinati al rifornimento dei mercati dell'Italia Meridionale. Dispone, oltre che di un impianto di distillazione primaria e delle relative facility, tra cui due unità di desolforazione, di un'unità di conversione termica a due stadi (visbreaking/thermal cracking) e un'unità di conversione spinta (RHU) che consente di trasformare, in presenza di idrogeno, residui ad alto contenuto di zolfo in prodotti pregiati e in una carica pregiata per il cracking catalitico. Lavora la maggior parte del greggio prodotto da Eni nei giacimenti della Val d'Agri, trasportato a Taranto attraverso l'oleodotto Monte Alpi (nel 2011 ne sono state lavorate 2,5 milioni di tonnellate).

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 "SNOx") 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 e con i depositi di Firenze attraverso due oleodotti consente di ottimizzare le attività di ricezione, movimentazione e distribuzione dei prodotti.

Venezia: 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.

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).

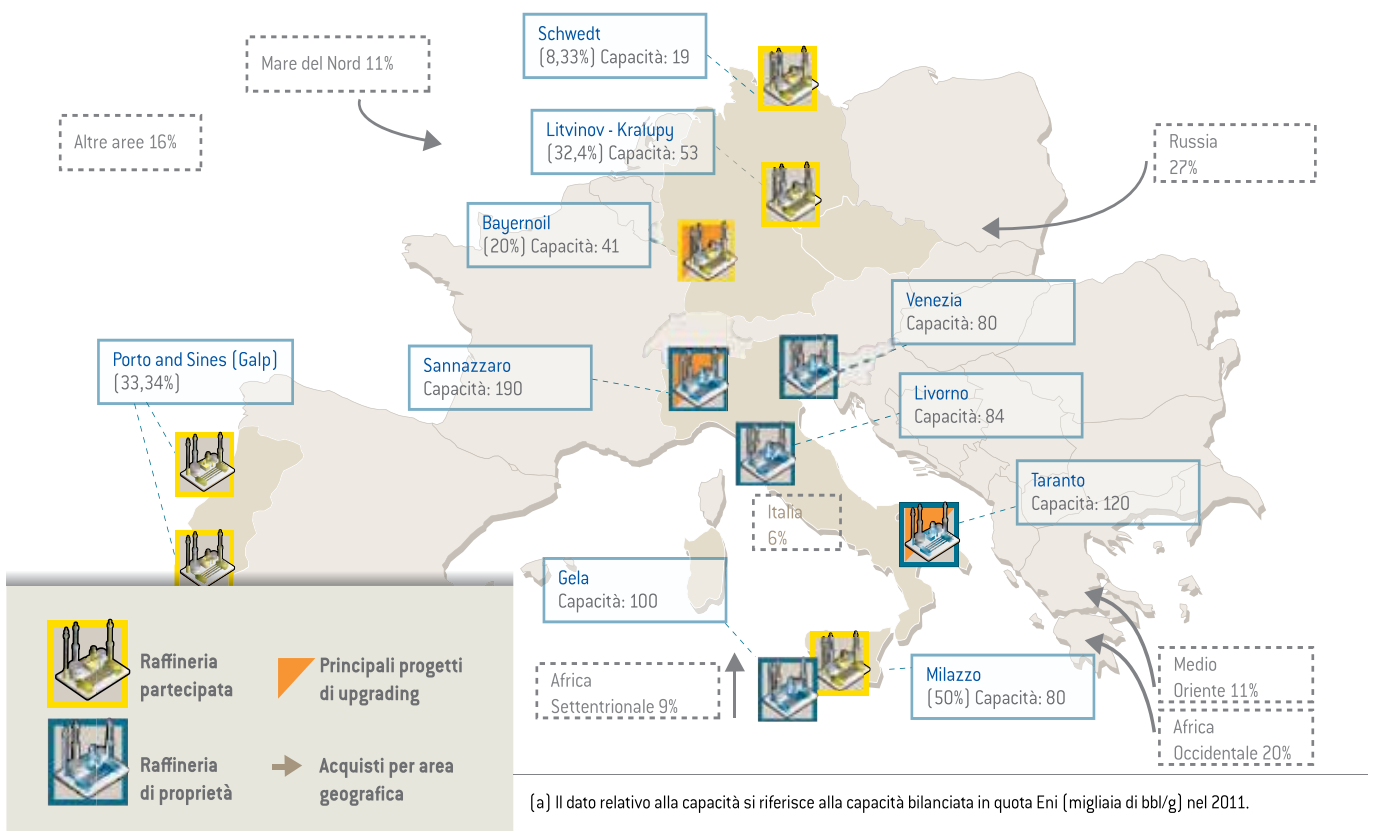
■ Estero

In Germania Eni possiede una partecipazione dell'8,33% nella raffineria di Schwedt e una partecipazione del 20% in Bayernoil, un polo di raffinazione integrato che comprende le raffinerie di Vohburg e Neustadt. La capacità di raffinazione in quota Eni è di circa 60 mila barili/giorno utilizzata per l'approvvigionamento delle reti di distribuzione in Baviera e nella Germania Orientale. 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. Eni, inoltre, con una partecipazione del 33,34% in Galp, controlla congiuntamente al gruppo portoghese Amorim le due raffinerie del Portogallo: Porto, di piccole dimensioni e specializzata nella produzione di basi lubrificanti, e Sines, più grande e complessa, integrata con la petrolchimica.

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 (Petrolog), 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.

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



3. Marketing

■ Rete Italia

In Italia, Eni è leader nella distribuzione rete di prodotti petroliferi con una quota di mercato del 30,5%, in aumento di 0,1 punti percentuali rispetto al 2010.

Nel 2011, le vendite sulla rete in Italia sono state pari a 8,36 milioni di tonnellate (10,6 miliardi di litri), in flessione rispetto al 2010 (circa 270

mila tonnellate, 10,9 miliardi di litri, pari al -3,1%) 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 (2.173 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 149 mila litri rispetto al 2010.

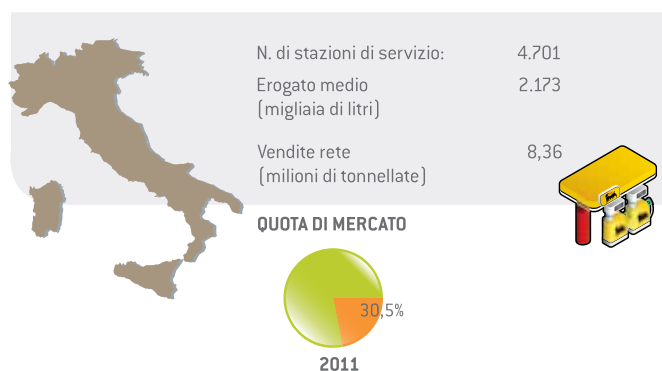
Al 31 dicembre 2011 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.701 stazioni di servizio con un incremento di 159 unità rispetto al 31 dicembre 2010 (4.542 stazioni di servizio) per effetto del saldo positivo tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (158 unità) e dell'apertura di nuove

stazioni di servizio (14 unità), parzialmente compensati dalla chiusura di impianti a basso erogato (13 unità).

Nel 2011 è proseguito il programma di re-branding delle stazioni di servizio Eni con l'obiettivo di convertire a marchio "eni", entro la fine del 2012, l'80% delle stazioni di servizio di proprietà. In un contesto di debolezza della domanda nazionale di carburanti e di accresciuta pressione competitiva, il management intende preservare, a fronte di una prevista razionalizzazione di circa 500 punti vendita, la quota di mercato conseguita nel 2011 (30,5%), migliorando la qualità del servizio, potenziando e ristrutturando le stazioni di servizio, consolidando la base clienti attraverso azioni di marketing innovative, la gamma dei servizi offerti (modalità di pagamento, qualità dei prodotti, programmi di fidelizzazione). Grande attenzione verrà dedicata al miglioramento dell'efficienza anche grazie all'automazione di una parte della rete.

Infine, il management si attende un contributo crescente dalle attività non oil, grazie all'ampliamento della qualità e della gamma di prodotti e servizi offerti ai clienti e il perseguimento di obiettivi in termini di innovazione continua nel layout degli store che si trovano presso i punti vendita di proprietà.

Rete Italia - il posizionamento competitivo di Eni nel 2011



Carburanti premium

Nel 2011, le vendite nel segmento premium (carburanti della linea "eni blu+" caratterizzati da migliori prestazioni e da un ridotto impatto ambientale), sebbene siano state sostenute dalle campagne promozionali attuate, hanno risentito della contrazione dei consumi nazionali registrando volumi in flessione rispetto all'anno precedente. In particolare le vendite di eni bludiesel+ sono state di circa 493 mila tonnellate (circa 592 milioni di litri) in diminuzione di circa 80 mila tonnellate rispetto allo scorso anno e hanno rappresentato il 9% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2011 le stazioni di servizio che commercializzano eni bludiesel+ sono 4.130 (4.071 a fine 2010) pari a circa l'88% del totale. Le vendite di eni blusuper+ sono state di circa 62 mila tonnellate (circa 83 milioni di litri) in lieve diminuzione rispetto al 2010; l'incidenza (pari al 2,4%) sui volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete si riduce dello 0,2%. Al 31 dicembre 2011, le stazioni di servizio che commercializzano eni blusuper+ sono 2.703 (2.672 a fine 2010), pari a circa il 57% del totale. Nell'ambito dello sviluppo di carburanti e bio-carburanti innovativi, Eni, oltre ad aver sviluppato i prodotti della citata linea eni blu+, sta definendo nuovi catalizzatori di desolfurazione per l'ottimizzazione della qualità diesel e, con particolare riferimento ai biocarburanti, sta studiando l'impiego di cariche non agroalimentari - prodotte da biomasse presso il Centro Ricerche Donegani - alla tecnologia proprietaria Ecofining, individuando nuovi bio-componenti pro-fuel, e valutandone la compatibilità motoristica.

Iniziative promozionali

you&eni

Nel 2010, Eni ha lanciato la nuova campagna di fidelizzazione "you&eni" con durata triennale e con scadenza il 31 gennaio 2013. Il programma prevede il riconoscimento di premi alla clientela grazie all'accumulo punti su una tessera fedeltà a seguito dell'acquisto di carburanti e prodotti presso le stazioni di servizio o partner commerciali di Eni. Nell'ambito del programma, le fidelity card che nel corso del periodo hanno effettuato almeno una transazione sono, al 31 dicembre 2011, circa 6,5 milioni. Le carte mediamente attive in ogni mese sono circa 2,6 milioni. Il volume venduto a clienti che hanno usufruito dell'accumulo punti con le card è stato pari a circa il 39% dell'erogato complessivo della rete.

lperself

Nel 2011, la campagna promozionale denominata "lperself", ossia il rifornimento di carburante "fai da te" effettuato direttamente dal cliente con pagamento anticipato negli orari di chiusura delle stazioni di servizio, è stata arricchita dal lancio della nuova iniziativa denominata "lperself h24" che consente di ottenere nell'arco dell'intera giornata uno sconto al litro sul corrispondente prezzo "fai da te" del punto vendita aderente. Tali iniziative promozionali, congiuntamente ad altre operazioni di marketing intraprese, hanno sostenuto il volume delle vendite in un contesto di domanda debole e di incremento dell'elasticità al prezzo.

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:

- "enicafè", format presente su 350 locali a seguito della riqualificazione dei bar sui punti vendita Eni;
- "enicafè&shop", format abbinato a corner per la vendita di prodotti alimentari e car-care su 200 punti vendita Eni.

Nel 2011 è stata inoltre lanciata una nuova offerta automatica h24 di prodotti food, non-food e personal care attraverso l'installazione su 150 punti vendita di vending machines a marchio "eni" con l'obiettivo di estendere il servizio a 1.000 punti vendita nei prossimi due anni.

Nel 2011, i proventi non-oil sulla rete, comprensivi dei margini sui lubrificanti, sono stati pari a €67,4 milioni.

■ Rete d'Europa

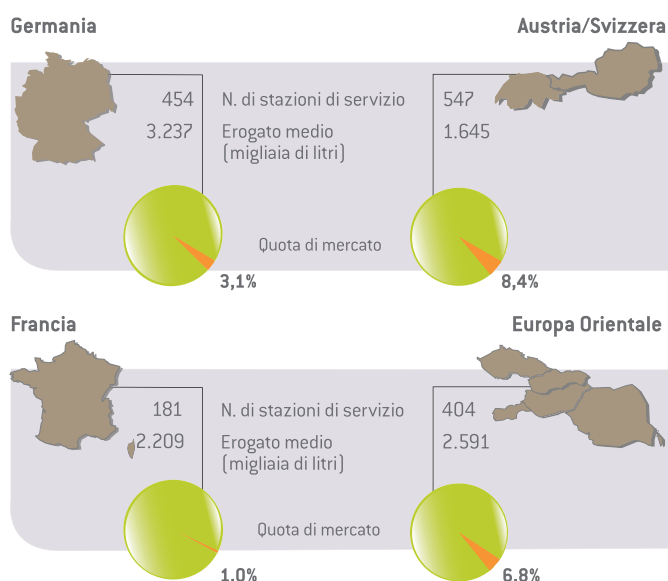
Le vendite Rete nel resto d'Europa pari a 3,01 milioni di tonnellate sono in flessione del 2,9% rispetto al 2010 (circa -90 mila tonnellate). Il contributo positivo delle acquisizioni effettuate nel 2010 in Austria ha compensato le minori vendite in Germania connesse essenzialmente al mancato rinnovo di alcuni contratti di convenzionamento, Francia e nei principali mercati dell'Europa centro-orientale, per effetto della contrazione della domanda. Al 31 dicembre 2011, la rete di distribuzione nel resto d'Europa è costituita da 1.586 stazioni di servizio con una diminuzione di 39 unità rispetto al 31

dicembre 2010 (1.625 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 41 impianti a basso erogato, principalmente in Austria e Francia; (ii) il saldo negativo di 17 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, con variazioni negative in particolare in Germania, Austria e Svizzera; (iii) l'acquisto di 12 impianti in particolare in Francia e Germania; (iv) l'apertura di 7 nuovi punti vendita.

L'erogato medio (2.299 mila litri) è in flessione di circa 142 mila litri rispetto al 2010 (2.441 mila litri).

Lo sviluppo all'estero continuerà ad essere selettivo puntando alla crescita della quota di mercato principalmente in Germania 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 2011



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. Nel 2011, le vendite extrarete in Italia (9,36 milioni di tonnellate) sono diminuite di circa 90 mila tonnellate rispetto al 2010, pari all'1%, essenzialmente per effetto del calo della domanda dei trasporti (in decisa riduzione le vendite, in particolare di gasolio) e dell'industria a causa della congiuntura sfavorevole e della pressione competitiva con impatti negativi, in particolare nel segmento dei bunkeraggi e dei bitumi, nonché di GPL per effetto di condizioni climatiche atipiche. In ripresa le vendite di jet fuel al segmento avio e degli oli combustibili all'industria. La quota di mercato extrarete media nel 2011 è del 28,3% (29,2% nel 2010).

Le vendite al settore Petrochimica (1,71 milioni di tonnellate) sono sostanzialmente in linea rispetto al 2010, registrando solo una lieve flessio-

ne di circa 10 mila tonnellate, riferibile alle minori forniture di feedstock in relazione alla contrazione della domanda industriale del settore.

Le vendite extrarete nel resto d'Europa, pari a 3,84 milioni di tonnellate, sono diminuite dell'1% rispetto al 2010, per effetto essenzialmente delle minori vendite in Ungheria, Germania e Repubblica Ceca. In aumento le vendite in Austria, Svizzera e Francia. Le altre vendite (18,31 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,29 milioni di tonnellate, pari al 6,6% per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

Inoltre, Eni commercializza combustibile per aviazione in 49 aeroporti (di cui 27 in Italia) per complessive vendite di 2,1 milioni di tonnellate (di cui 1,6 milioni in Italia).

Nel settore bunkeraggi, Eni commercializza combustibile marino principalmente in 120 porti, di cui 80 in Italia; nel 2011, le vendite sono state di 1,98 milioni di tonnellate (di cui 1,91 milioni in Italia).

GPL

In Italia, Eni è leader nella produzione, distribuzione e commercializzazione di GPL con 601 mila tonnellate di vendite sui mercati autotrazione e combustione (rete ed extrarete), corrispondenti a una quota di mercato del 18,9%. Le vendite di GPL a operatori terzi attraverso altri canali di vendita, in particolare alle società petrolifere e ai trader, sono state di circa 214 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 2011, all'estero le vendite di GPL sono state di 485 mila tonnellate di cui 384 mila tonnellate commercializzate in Ecuador con una quota di mercato pari a circa il 37,5%.

Lubrificanti

Eni dispone di 7 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 2011, le vendite di lubrificanti rete ed extrarete in Italia sono state di 100 mila tonnellate, con una quota di mercato del 23,6%. 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 1,7 milioni di tonnellate/anno di ossigenati, principalmente eteri (circa 5,3% della domanda mondiale) e metanolo (circa 0,9% della domanda mondiale). La disponibilità di prodotto è assicurata per l'80% da produzioni proprie - ottenute in Italia nello stabilimento di Ravenna, in Venezuela (in joint venture con Pequiven) ed in Arabia Saudita (in joint venture con Sabic) e per il 20% da acquisti. Eni svolge attività di approvvigionamento del mercato italiano di bio-ETBE (acronimo per bio-etil-ter-butil-etere) in ottemperanza alle nuove disposizioni di legge sul contenuto minimo di biocarburanti. Il bio-ETBE è una variante dell'MTBE 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° marzo 2010, la regolamentazione italiana dei biocarburanti ha portato dal 3 al 3,5% la componente di bio-ETBE e FAME nei biocarburanti.

Nel 2011, attraverso la miscelazione di bio-ETBE e FAME nei combustibili di origine fossile Eni ha mantenuto al 96% il rispetto degli obblighi di legge.

Dal 1° gennaio 2012, il contenuto obbligatorio dei biocarburanti è aumentato dal 4% del 2011 al 4,5%; Eni prevede di adempiere a tale obbligo attraverso l'utilizzo di bio-ETBE, FAME e la miscela diretta di etanolo nelle benzine, in particolare presso alcuni impianti della raffineria di Sannazzaro.

Approvvigionamento di greggi	(milioni di tonnellate)	2007	2008	2009	2010	2011
Greggi equity						
Produzione Eni estero		27,47	26,14	29,84	26,9	24,29
Produzione Eni nazionale		4,10	3,57	2,91	3,24	3,35
		31,57	29,71	32,75	30,14	27,64
Altri greggi						
Acquisti spot		11,34	12,09	14,94	20,95	20,44
Contratti a termine		16,65	16,11	19,71	17,16	10,94
		27,99	28,20	34,65	38,11	31,38
Totale acquisti di greggi		59,56	57,91	67,40	68,25	59,02
Acquisti di semilavorati		3,59	3,39	2,92	3,05	4,26
Acquisti di prodotti		16,14	17,42	13,98	15,28	15,85
TOTALE ACQUISTI		79,29	78,72	84,30	86,58	79,13
Consumi per produzione di energia elettrica		(1,13)	(1,00)	(0,96)	(0,92)	(0,89)
Altre variazioni ^(a)		(2,19)	(1,04)	(1,64)	(2,69)	(1,12)
		75,97	76,68	81,70	82,97	77,12

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

Capacità di raffinazione		2007	2008	2009	2010	2011
Capacità di distillazione primaria ^(a)	(migliaia di barili/g)	910	930	930	930	930
Capacità bilanciata a fine periodo ^(a)		748	737	747	757	767
Lavorazioni delle raffinerie		743	717	480	514	455
Grado di utilizzo della capacità di raffinazione	(%)	81	81	73	73	61

(a) In quota Eni.

Disponibilità di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	2007	2008	2009	2010	2011
ITALIA						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		27,79	25,59	24,02	25,70	22,75
Lavorazioni in conto terzi		(1,76)	(1,37)	(0,49)	(0,50)	(0,49)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		6,42	6,17	5,87	4,36	4,74
Lavorazioni in conto proprio		32,45	30,39	29,40	29,56	27,00
Consumi e perdite		(1,63)	(1,61)	(1,60)	(1,69)	(1,55)
Prodotti disponibili da lavorazioni		30,82	28,78	27,80	27,87	25,45
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		2,16	2,56	3,73	4,24	3,22
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(3,80)	(1,42)	(3,89)	(4,18)	(1,77)
Consumi per produzione di energia elettrica		(1,13)	(1,00)	(0,96)	(0,92)	(0,89)
Prodotti venduti		28,05	28,92	26,68	27,01	26,01
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio		4,70	5,45	5,15	5,24	4,96
Consumi e perdite		(0,31)	(0,25)	(0,25)	(0,24)	(0,23)
Prodotti disponibili da lavorazioni		4,39	5,20	4,90	5,00	4,73
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		13,91	15,14	10,12	10,61	12,51
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		3,80	1,42	3,89	4,18	1,77
Prodotti venduti		22,10	21,76	18,91	19,79	19,01
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		37,15	35,84	34,55	34,80	31,96
Lavorazioni in conto proprio di greggi equity		9,29	6,98	5,11	5,02	6,54
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		50,15	50,68	45,59	46,80	45,02
Vendite di greggi		25,82	26,00	36,11	36,17	32,10
TOTALE VENDITE		75,97	76,68	81,70	82,97	77,12

Produzioni e vendite per prodotto	(milioni di tonnellate)	2007	2008	2009	2010	2011
Produzioni:						
Benzina		8,85	8,32	8,43	7,81	7,24
Gasolio		13,91	13,44	13,33	13,63	12,95
Jet fuel/Cherosene		1,38	1,54	1,42	1,46	1,41
Olio combustibile		4,89	4,34	4,01	3,75	2,65
GPL		0,69	0,71	0,66	0,50	0,57
Lubrificanti		0,64	0,60	0,49	0,67	0,54
Cariche petrolchimiche		1,89	2,16	2,08	2,59	2,49
Altri prodotti		2,96	2,86	2,28	2,46	2,33
Totale produzioni		35,21	33,97	32,70	32,87	30,18
Vendite:						
Italia						
Benzina		3,34	3,26	3,17	2,91	2,78
Gasolio		9,67	10,03	10,04	9,94	9,63
Jet fuel/Cherosene		1,97	1,94	1,42	1,45	1,64
Olio combustibile		0,95	0,85	0,72	0,44	0,46
GPL		0,54	0,57	0,57	0,59	0,60
Lubrificanti		0,13	0,13	0,09	0,11	0,10
Cariche petrolchimiche		1,93	1,70	1,33	1,72	1,71
Altri prodotti		9,52	10,44	9,34	9,85	9,09
Resto d'Europa		20,08	19,63	16,02	16,66	15,88
Benzina		2,14	2,21	1,89	1,85	1,79
Gasolio		5,16	5,11	3,55	3,95	3,71
Jet fuel/Cherosene		0,38	0,47	0,35	0,38	0,48
Olio combustibile		0,25	0,23	0,29	0,25	0,23
GPL		0,13	0,16	0,14	0,12	0,12
Lubrificanti		0,10	0,11	0,08	0,10	0,09
Altri prodotti		11,92	11,34	9,72	10,01	9,46
Extra Europa		2,02	2,13	2,89	3,13	3,13
Benzina		1,52	1,63	2,51	2,74	2,62
GPL		0,36	0,37	0,36	0,37	0,38
Lubrificanti		0,02	0,03	0,02	0,02	0,02
Altri prodotti		0,12	0,10	0,00	0,00	0,11
Mondo						
Benzina		7,00	7,10	7,57	7,50	7,19
Gasolio		14,83	15,14	13,59	13,89	13,34
Jet fuel/Cherosene		2,35	2,41	1,77	1,83	2,12
Olio combustibile		1,20	1,08	1,01	0,69	0,69
GPL		1,03	1,10	1,07	1,08	1,10
Lubrificanti		0,25	0,27	0,19	0,23	0,21
Cariche petrolchimiche		1,93	1,70	1,33	1,72	1,71
Altri prodotti		21,56	21,88	19,06	19,86	18,66
Totale vendite		50,15	50,68	45,59	46,80	45,02

Vendite di prodotti petroliferi per canale	(milioni di tonnellate)	2007	2008	2009	2010	2011
Rete		8,62	8,81	9,03	8,63	8,36
Extrarete		11,09	11,15	9,56	9,45	9,36
		19,71	19,96	18,59	18,08	17,72
Petrolchimica		1,93	1,70	1,33	1,72	1,71
Altre vendite		6,41	7,26	6,76	7,21	6,58
Vendite in Italia		28,05	28,92	26,68	27,01	26,01
Rete resto d'Europa		4,03	3,22	2,99	3,10	3,01
Extrarete resto d'Europa		4,39	3,94	3,66	3,88	3,84
Extrarete resto del mondo		0,57	0,56	0,41	0,42	0,43
		8,99	7,72	7,06	7,40	7,28
Altre vendite		13,11	12,52	11,85	12,39	11,73
Vendite all'estero		22,10	20,24	18,91	19,79	19,01
Totale vendite ^(a)		50,15	49,16	45,59	46,80	45,02

(a) I dati relativi all'esercizio 2007 includono le attività downstream in Penisola Iberica cedute a Galp nell'ottobre 2008.

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2007	2008	2009	2010	2011
Italia		19,71	19,96	18,59	18,08	17,72
Vendite rete		8,62	8,81	9,03	8,63	8,36
Benzina		3,19	3,11	3,05	2,76	2,60
Gasolio		5,25	5,50	5,74	5,58	5,45
GPL		0,17	0,19	0,22	0,26	0,29
Altri prodotti		0,01	0,01	0,02	0,03	0,02
Vendite extrarete		11,09	11,15	9,56	9,45	9,36
Gasolio		4,42	4,52	4,30	4,36	4,18
Oli combustibili		0,95	0,85	0,72	0,44	0,46
GPL		0,37	0,38	0,35	0,33	0,31
Benzina		0,15	0,15	0,12	0,16	0,19
Lubrificanti		0,13	0,12	0,09	0,10	0,10
Bunker		1,58	1,70	1,38	1,35	1,26
Jet fuel		1,95	1,94	1,43	1,46	1,65
Altri prodotti		1,54	1,49	1,17	1,25	1,21
Estero (rete + extrarete)		8,99	7,72	7,06	7,40	7,28
Benzina		2,29	2,12	1,89	1,85	1,79
Gasolio		5,16	3,80	3,54	3,95	3,82
Jet fuel		0,38	0,47	0,35	0,40	0,49
Oli combustibili		0,25	0,23	0,28	0,25	0,23
Lubrificanti		0,09	0,11	0,10	0,10	0,10
GPL		0,49	0,52	0,50	0,49	0,50
Altri prodotti		0,33	0,47	0,40	0,36	0,35
Totale ^(a)		28,70	27,68	25,65	25,48	25,00

(a) I dati relativi all'esercizio 2007 includono le attività downstream in Penisola Iberica cedute a Galp nell'ottobre 2008.

Stazioni di servizio	(numero)	2007	2008	2009	2010	2011
Italia		4.390	4.409	4.474	4.542	4.701
Impianti ordinari		4.253	4.273	4.344	4.415	4.574
Impianti autostradali		137	136	130	127	127
Estero		2.050	1.547	1.512	1.625	1.586
Germania		672	521	478	455	454
Francia		202	199	196	188	181
Penisola Iberica ^(a)		371	-	-	-	-
Austria/Svizzera		443	458	446	582	547
Europa orientale		362	369	392	400	404
Impianti che commercializzano prodotti Blu		4.357	4.445	4.822	4.994	5.179
Impianti "Multi-Energy"		4	4	4	5	5
Impianti che commercializzano GPL e metano		538	537	690	657	864
Vendite non-oil	(€ milioni)	144	153	147	136,9	156

(a) Nell'ottobre 2008 sono state cedute a Galp le attività downstream che comprendevano 371 stazioni di servizio.

Erogato medio	(migliaia di litri/numero stazioni di servizio)	2007	2008	2009	2010	2011
Italia		2.444	2.470	2.482	2.322	2.173
Germania		2.968	2.868	3.167	3.360	3.237
Francia		2.365	2.152	2.193	2.310	2.209
Penisola Iberica ^(a)		2.910	2.519	-	-	-
Austria/Svizzera		1.767	1.763	1.691	1.711	1.645
Europa orientale		2.348	2.832	2.642	2.508	2.591
Erogato medio complessivo		2.486	2.502	2.477	2.352	2.206

(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	(%)	2007	2008	2009	2010	2011
Rete		29,2	30,6	31,5	30,4	30,5
Benzina		27,3	28,5	29,0	27,9	27,8
Gasolio		31,2	32,7	33,8	32,5	32,6
GPL (per autotrazione)		18,2	19,1	20,2	21,4	22,7
Lubrificanti		24,3	23,7	21,5	35,7	27,6
Extrarete		29,0	30,4	27,5	29,2	28,3
Gasolio		31,3	31,8	32,0	33,5	30,8
Oli combustibili		16,2	16,3	17,2	17,8	25,5
Bunker		44,0	44,6	40,1	40,4	33,6
Lubrificanti		24,3	25,0	23,3	24,0	23,6
Quota rete + extrarete Italia		29,5	31,0	29,3	29,8	29,3

Quote di mercato rete all'estero	(%)	2007	2008	2009	2010	2011
Centro Europa						
Austria		7,8	7,0	7,3	7,0	9,6
Svizzera		5,9	6,4	6,4	6,5	6,6
Germania		4,2	3,8	3,4	3,4	3,1
Francia		1,1	1,1	1,1	1,1	1,0
Europa orientale						
Ungheria		7,9	11,6	11,6	11,9	11,9
Repubblica Ceca		7,7	11,4	11,3	11,8	11,6
Slovacchia			10,2	9,2	9,7	9,8
Slovenia		2,0	2,1	2,4	2,3	2,2
Romania				1,2	1,5	1,7

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Italia		873	850	581	633	803
Estero		106	115	54	78	63
		979	965	635	711	866
Raffinazione, supply e logistica		675	630	436	446	629
Italia		675	630	436	444	626
Estero					2	3
Marketing		282	298	172	246	228
Italia		176	183	118	170	168
Estero		106	115	54	76	60
Altre attività		22	37	27	19	9
		979	965	635	711	866

Petrolchimica

Principali indicatori di performance

		2007	2008	2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate x 1.000.000)	3,74	2,57	2,34	1,54	1,47
Indice di frequenza infortuni contrattisti		10,25	9,95	8,12	5,94	4,60
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	6.934	6.303	4.203	6.141	6.491
<i>Petrolchimica di base</i>		3.582	3.060	1.832	2.833	2.987
<i>Polimeri</i>		3.109	2.961	2.185	3.126	3.299
<i>Altri ricavi</i>		243	282	186	182	205
Utile operativo		100	(845)	(675)	(86)	(424)
Utile operativo adjusted		116	(398)	(426)	(113)	(276)
Utile netto adjusted		74	(323)	(340)	(85)	(208)
Investimenti tecnici		145	212	145	251	216
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	8.795	7.372	6.521	7.220	6.245
Vendite di prodotti petrolchimici		5.513	4.684	4.265	4.731	4.040
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	80,6	68,6	65,4	72,9	65,3
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	6.534	6.274	6.068	5.972	5.804
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	5,65	4,90	4,63	4,69	4,12
Emissioni NMVOC (Non-Methan Volatile Organic Compounds)	(tonnellate)	4,07	3,61	3,83	4,71	4,18
Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate SO ₂ eq)	6,97	5,12	4,59	3,30	3,18
Emissioni NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate NO ₂ eq)	6,00	5,27	4,78	4,87	4,14
Tasso di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	n.d	n.d	81,6	82,7	81,8

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

- Nel corso del 2011 gli indici infortunistici di dipendenti e contrattisti hanno proseguito il trend di miglioramento registrato negli scorsi esercizi (-4,5% e -22,6%, rispettivamente).
- Nel 2011, le emissioni di gas serra, NMVOC e di SO_x e NO_x sono diminuite, sia per il calo dei volumi prodotti, sia per interventi di energy saving attuati nell'anno.
- Nel 2011, la percentuale di riutilizzo dell'acqua si è attestata intorno all'80% in continuità con quanto registrato negli anni precedenti.
- Nel 2011, il settore ha registrato una perdita netta adjusted di €208 milioni con un netto peggioramento di €123 milioni rispetto al 2010, a causa degli elevati costi della carica petrolifera non integralmente trasferiti sui prezzi finali di vendita, la cui dinamica è stata frenata dal calo della domanda nel mercato di sbocco.
- Le vendite di prodotti petrolchimici di 4.040 mila tonnellate sono diminuite di 691 mila tonnellate rispetto al 2010 (-14,6%) a causa del calo dei consumi. Le produzioni di 6.245 mila tonnellate sono diminuite di 975 mila tonnellate (-13,5%) per effetto della debolezza della domanda in tutti i settori ad eccezione del business degli elastomeri (+1%). Il tasso di utilizzo medio degli impianti è passato dal 72,9 al 65,3 a causa del calo della produzione a fronte di uno scenario di recessione economica.
- I prezzi unitari medi di vendita sono aumentati di circa il 20% rispetto al 2010 per effetto dell'incremento del costo dei prodotti petroliferi (+31% le quotazioni della Virgin Nafta rispetto al 2010).
- Nel 2011, la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €32 milioni in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 13 domande di brevetto.

Chimica Verde

Nel giugno 2011 Eni, tramite la controllata Polimeri Europa¹, e Novamont SpA hanno firmato un protocollo d'intesa per la riconversione del sito Eni di Porto Torres in un polo di "chimica verde" destinato alla produzione di plastiche e altri prodotti biodegradabili (biolubrificanti, bio-additivi) per i quali si prevedono significativi tassi di crescita nel medio-lungo termine. Tali prodotti saranno ottenuti, attraverso una catena produttiva integrata, a partire da materie prime rinnovabili di origine vegetale. Novamont contribuirà alla joint venture fornendo le tecnologie e il proprio know-how nella chimica verde, mentre Eni metterà a disposizione il sito, le infrastrutture e il personale qualificato, nonché la propria esperienza industriale, tecnico-ingegneristica e commerciale nel settore petrolchimico. Nell'ambito di tale progetto, Eni ha in programma di realizzare una centrale elettrica a biomasse e di eseguire interventi di bonifica e

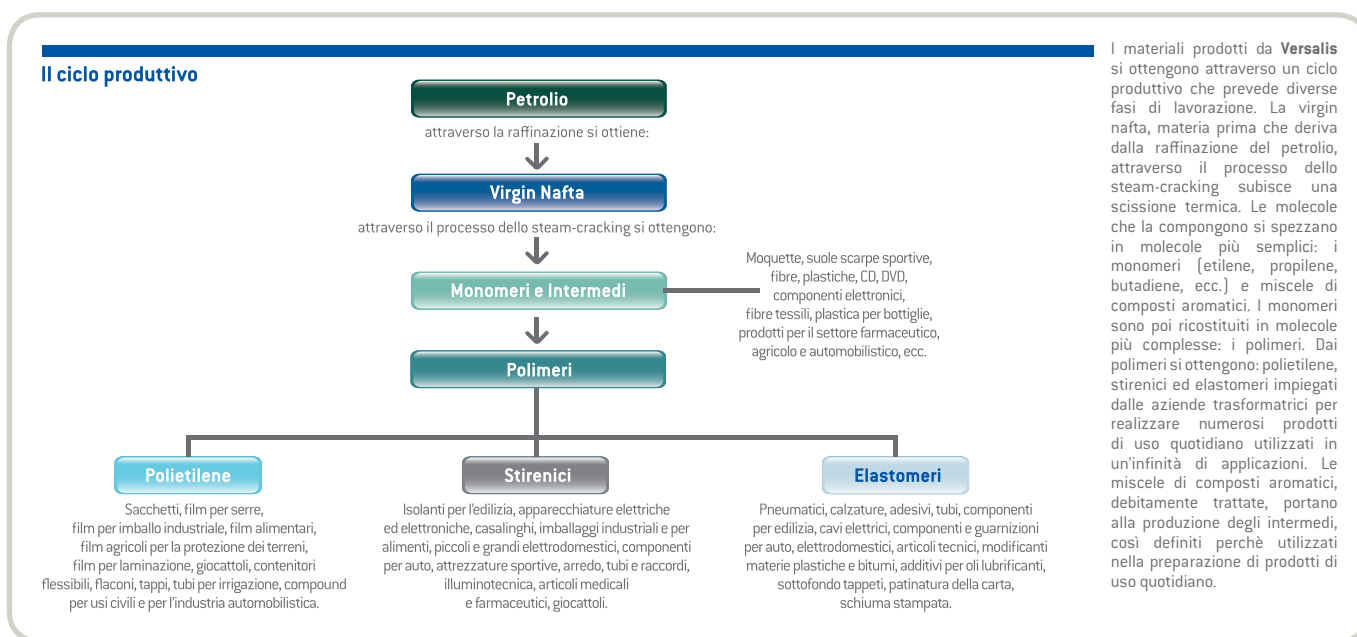
(1) Dal 5 aprile 2012 Polimeri Europa SpA è stata ridenominata in Versalis SpA.

risanamento ambientale. I progetti descritti comporteranno un investimento complessivo di circa €1,2 miliardi che sarà sostenuto in via diretta o tramite la joint venture nel periodo 2011-2016.

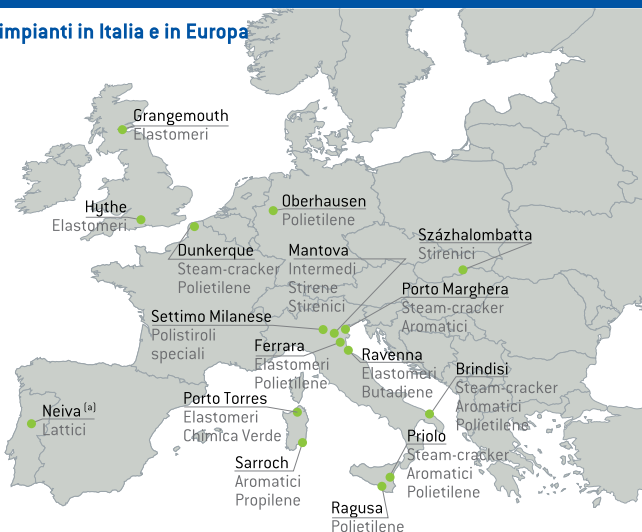
Attività

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

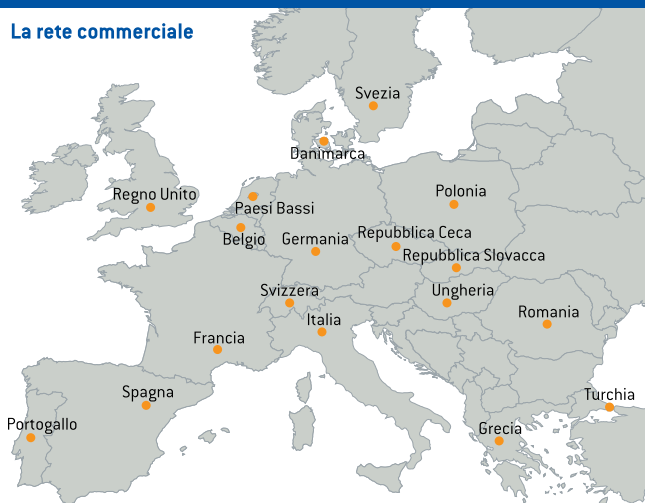
presente in 18 Paesi Europei. Nella chimica di base l'obiettivo principale del business è quello di garantire l'adeguata disponibilità di monomeri (etilene, butadiene e benzene) a copertura delle necessità del business a valle del processo: in particolare le olefine sono integrate principalmente con i business polietilene ed elastomeri, gli aromatici garantiscono la disponibilità di benzene necessaria agli intermedi utilizzati per la produzione di resine, fibre artificiali e polistiroli. Nei polimeri, Versalis è tra i principali produttori europei di elastomeri, dove è presente in quasi tutti i principali settori (in particolare industria automobilistica), di polistiroli e di polietilene, il cui maggiore impiego è nell'ambito dell'imballaggio flessibile.



Gli impianti in Italia e in Europa



La rete commerciale



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

(a) Nel corso del 2011 è stata ceduta Polimeri Europa Portugal SA.

Aree di business

Petrochimica di base

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 2011 i ricavi della petrolchimica di base (€2.987 milioni) sono aumentati di €154 milioni rispetto al 2010 (+5,4%) in tutti i principali segmenti per effetto di un sensibile incremento dei prezzi medi unitari (olefine/aromatici +20%, intermedi +16%) che riflettono le alte quotazioni delle materie petrolifere, parzialmente compensato dalle minori quantità vendute (in media -18%). In particolare diminuiscono i volumi venduti di olefine (etilene -22%; butadiene -57% per mancanza di materia prima) e intermedi (in media -21%, in particolare fenolo/acetone).

Le produzioni della petrolchimica di base (4.101 mila tonnellate) sono diminuite di 759 mila tonnellate rispetto al 2010 (-15,6%), per effetto delle minori vendite/fabbisogni di monomeri. Il calo delle produzioni di etilene risente delle fermate dei siti di Porto Marghera e di Porto Torres. La produzione di intermedi (-14%) riflette la carenza di materia prima e fermate per manutenzione programmata all'impianto di Mantova. Nell'ambito del business degli intermedi è stata introdotta a livello pilota una nuova tecnologia finalizzata all'eliminazione della coproduzione dell'acetone, coprodotto pericoloso e indesiderato.

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.

Nel 2011 i ricavi dei polimeri (€3.299 milioni) sono aumentati di €173 milioni rispetto al 2010 (+5,5%) con prezzi medi unitari in rialzo (elastomeri +34%, polimeri stirenici +12%, polietilene +11%). In riduzione i volumi venduti mediamente del 11,5% (in particolare in calo i volumi di polietilene -16%, lattici -15%, gomme polibutadieniche e termoplastiche circa 9%) a causa del rilevante calo della domanda. In controtendenza le vendite di ABS e gomme SBR, rispettivamente in crescita del 5% e 2%. Le produzioni dei polimeri (2.144 mila tonnellate) sono diminuite di 216 mila tonnellate rispetto al 2010 (-9%), in particolare quelle di polietilene (-15%) influenzate dal lento riavvio della linea produttiva di Dunkerque, dalle fermate temporanee/riduzioni di marcia presso i siti di Priolo, Ragusa e Gela nella parte finale dell'esercizio nonché dal calo della domanda.

Disponibilità di prodotti	(migliaia di tonnellate)	2007	2008	2009	2010	2011
Petrochimica di base		6.274	5.110	4.350	4.860	4.101
Polimeri		2.521	2.262	2.171	2.360	2.144
Produzioni		8.795	7.372	6.521	7.220	6.245
Consumi e perdite		(4.099)	(3.539)	(2.701)	(2.912)	(2.631)
Acquisti e variazioni rimanenze		816	851	445	423	426
		5.512	4.684	4.265	4.731	4.040

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Italia		3.327	3.290	2.215	3.131	3.364
Resto d'Europa		3.231	2.646	1.701	2.632	2.747
Asia		190	200	169	139	182
Africa		115	88	76	127	101
Americhe		69	75	39	108	93
Altre aree		2	4	3	4	4
		6.934	6.303	4.203	6.141	6.491

Ricavi della gestione caratteristica per business	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Olefine		2.047	1.763	1.059	1.705	1.754
Aromatici		781	679	486	704	835
Intermedi		754	618	287	424	398
Elastomeri		709	754	579	834	1.062
Stirenici		718	633	465	695	741
Polietilene		1.682	1.574	1.140	1.597	1.496
Altro		243	282	187	182	205
		6.934	6.303	4.203	6.141	6.491

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Totale investimenti		145	212	145	251	216
di cui:						
- manutenzione		29	84	28	59	59
- efficienza impiantistica		47	51	58	116	53
- HSE		39	41	28	29	46
- recupero energetico					45	42

Ingegneria & Costruzioni

Principali indicatori di performance

		2007	2008	2009	2010	2011
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate X 1.000.000)	0,87	0,70	0,40	0,45	0,44
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,62	0,38	0,57	0,33	0,21
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate X 100.000.000)	4,00	2,83	0,86	2,14	1,82
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	8.678	9.176	9.664	10.581	11.834
Utile operativo		837	1.045	881	1.302	1.422
Utile operativo adjusted		840	1.041	1.120	1.326	1.443
Utile netto adjusted		658	784	892	994	1.098
Investimenti tecnici		1.410	2.027	1.630	1.552	1.090
ROACE adjusted	(%)	17,1	16,8	15,4	14,0	13,9
Ordini acquisiti	(€ milioni)	11.845	13.860	9.917	12.935	12.505
Portafoglio ordini a fine periodo		15.390	19.105	18.730	20.505	20.417
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	33.111	35.629	35.969	38.826	38.561
Quota dipendenti estero	(%)	84,9	84,8	85,6	87,3	86,5
Quota di manager locali		n.d	n.d	41,1	45,3	43,0
Quota di procurato locale		n.d	n.d	47,0	61,3	56,4
Spesa salute	(€ migliaia)	13.064	15.436	25.205	19.506	32.410
Spesa sicurezza		70.523	57.477	68.954	26.403	50.541
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	1,07	1,36	1,28	1,11	1,32

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

La percentuale di posizioni manageriali ricoperte da personale assunto in loco continua ad essere superiore al 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 €8.740 milioni di ordinato nell'anno 2011, €6.510 milioni riguardano spese per progetti operativi, di cui il 56,4% ordinato presso fornitori locali.

Nel 2011 gli indici di frequenza infortuni hanno registrato un miglioramento rispetto al 2010 (-2% e -36% per dipendenti e contrattisti, rispettivamente).

La spesa in salute e sicurezza per dispositivi di protezione individuali e assistenza medica è aumentata dell'81% rispetto al 2010 (da €46 milioni a €83 milioni).

Nel 2011 il settore Ingegneria & Costruzioni ha archiviato una solida performance con l'utile netto adjusted di €1.098 milioni, in aumento di

€104 milioni rispetto al 2010 (+10,5%) per effetto essenzialmente della crescita dei ricavi e della maggiore redditività delle commesse.

Il ROACE adjusted è pari al 13,9% nel 2011 (14% nel 2010).

Gli ordini acquisiti di €12.505 milioni (€12.935 milioni nel 2010) hanno riguardato per il 91% lavori da realizzare all'estero e per il 7% lavori assegnati da imprese Eni.

Il portafoglio ordini di €20.417 milioni al 31 dicembre 2011 (€20.505 milioni al 31 dicembre 2010) di cui €9.451 milioni da realizzarsi nel 2012.

Gli investimenti tecnici di €1.090 milioni (€1.552 milioni nel 2010) hanno riguardato essenzialmente l'upgrading della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione.

Nel 2011 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €15 milioni in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 28 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 disponibilità 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 modello di business EPIC e sui solidi rapporti di lungo termine con le Major e le 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. Nel prossimo quadriennio è previsto il completamento di nuovi mezzi offshore quali l'innovativa nave posa-tubi e ulteriori asset di supporto all'attività. Tali investimenti consentiranno di potenziare le capacità operative nel deep-water e/o in ambienti sub-artici.

Nel 2011 i ricavi ammontano a €4.908 milioni, in aumento del 10,4% rispetto al 2010 a seguito della maggiore attività in Nord Europa, Kazakistan e Asia Pacifico. Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €6.131 milioni (€4.600 milioni nel 2010).

Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) nell'ambito del progetto Iraq Crude Oil Export Expansion – Fase 2, il contratto EPIC per l'espansione del centro olio di Basra e delle strutture connesse; (ii) il contratto EPIC per la realizzazione delle infrastrutture offshore nell'ambito dello sviluppo dei giacimenti offshore Arabiyah e Hasbah nella sezione saudita del Golfo Persico; (iii) un contratto EPIC per l'installazione di due condotte sottomarine e del relativo sistema di produzione nel Mar Cinese Meridionale.

Engineering & Construction Onshore

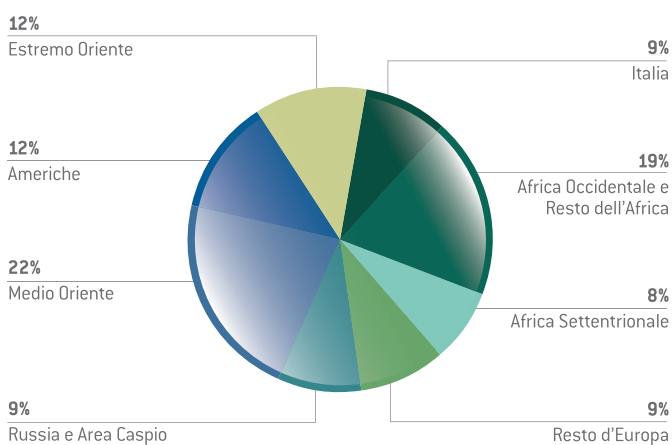
Anche nell'onshore, Saipem è uno dei maggiori engineering & construction contractors su base chiavi in mano nel segmento dell'oil&gas a livello mondiale, grazie soprattutto all'acquisizione di Snamprogetti. Saipem

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 liquefazione 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.

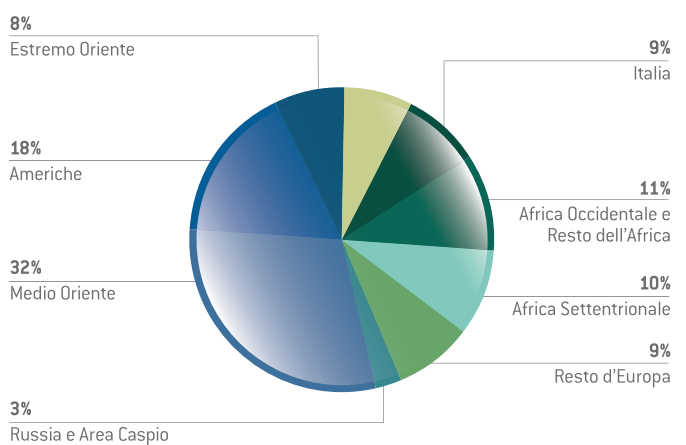
Nel 2011 i ricavi ammontano a €5.369 milioni in aumento del 13,6% rispetto al 2010 a seguito della maggiore attività in Medio Oriente, Canada e Australia.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €5.006 milioni (€7.744 milioni nel 2010). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) la realizzazione di 39 chilometri del tratto di linea Alta Velocità/Alta Capacità Treviglio-Brescia per conto di Rete Ferroviaria SpA; (ii) il contratto EPC per la realizzazione di un impianto di arricchimento secondario con una capacità produttiva di 43 mila barili/giorno di gasolio desolfurato. L'infrastruttura sarà eseguita nell'ambito del progetto Horizon Oil Sands – Hydrotreater Phase 2, nella regione di Athabasca, in Alberta, Canada; (iii) il contratto EPC per conto di Gladstone Operations Pty Ltd, per la realizzazione di una condotta per il trasporto del gas del diametro di 42 pollici e della lunghezza di 435 chilometri, che collegherà i giacimenti dei Bacini di Bowen e Surat, nei pressi della città di Gladstone, sulla costa occidentale australiana.

Ordini acquisiti per area geografica



Portafoglio ordini per area geografica



Perforazioni mare

Saipem, unica tra i contrattisti di engineering & construction, offre alle compagnie petrolifere anche 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 massima di 3.600 metri e focalizzandosi principalmente nelle aree dell'Africa Occidentale, del Mare del Nord, del Mare 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 2011 i ricavi ammontano a €833 milioni in aumento del 11,1% rispetto al 2010 a seguito essenzialmente della piena attività delle navi di perforazione Saipem 10000 e 12000 e del jack up Perro Negro 8.

Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €780 milioni (€326 milioni nel 2010). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) l'estensione per

ventiquattro mesi del contratto di utilizzo della nave di perforazione Saipem 10000; (ii) l'estensione per ventiquattro mesi del contratto di utilizzo della nave di perforazione Saipem 12000; (iii) l'estensione per trentasei mesi del contratto di utilizzo del jack up Perro Negro 7.

Perforazioni terra

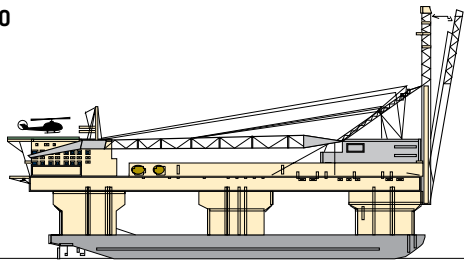
Saipem opera in questo settore come contrattista per conto delle principali Major e National Oil Company con una presenza focalizzata in Sud America, Arabia Saudita, Africa Settentrionale e, in minor misura, in Europa. In queste regioni, Saipem può far leva sulla propria conoscenza del mercato, sulle 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 2011 i ricavi ammontano a €724 milioni in aumento del 9,5% rispetto al 2010 a seguito essenzialmente della maggiore attività di impianti in Sud America e dell'entrata in funzione di nuovi impianti in Kazakhstan. Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €588 milioni (€265 milioni nel 2010).

Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) il contratto per il noleggio di nove impianti con una durata da uno a tre anni, in Arabia Saudita; (ii) contratti per l'utilizzo di quattordici impianti in Perù, Colombia e Bolivia con una durata compresa tra quattro mesi e due anni; (iii) il contratto per l'utilizzo di due impianti in Kazakhstan per la durata di quattro e dodici mesi rispettivamente.

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

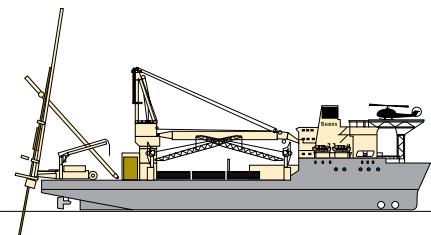
Posizionamento dinamico:

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:

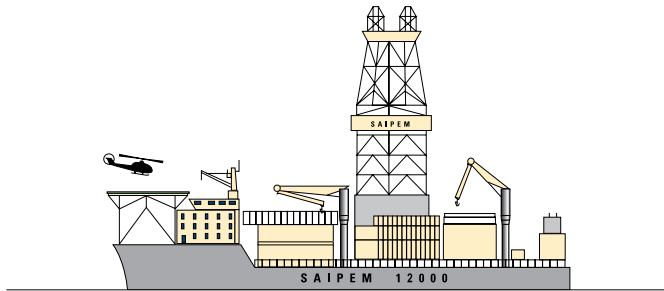
Lunghezza totale:	156 m
Larghezza:	30 m
Immersione operativa:	12,4 m
Dislocamento:	26.608 t
Carico:	4.300 t at 7,40 draft

Posizionamento dinamico: Dynpos Autro, Dynpos Autr, 2 DGPS, Lras HI-PAP - 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).

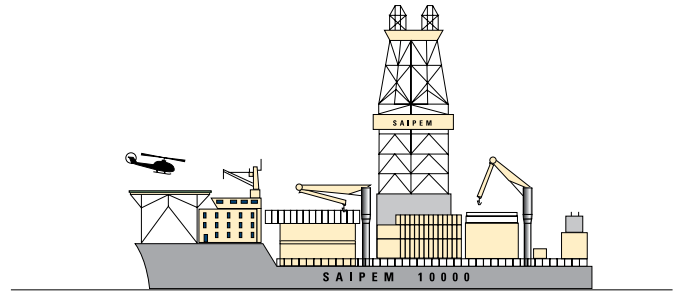
Dimensioni:

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).

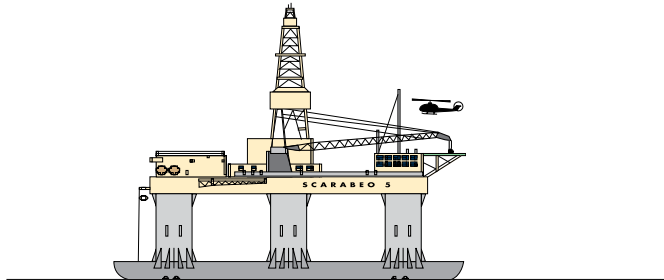
Dimensioni:

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:

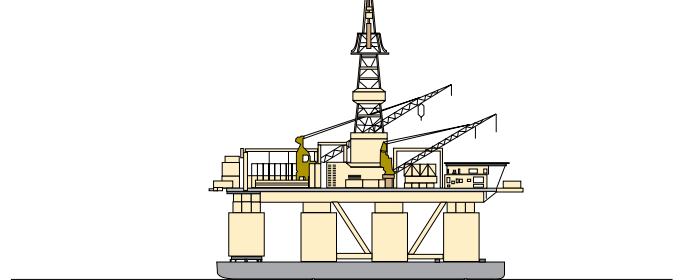
Lunghezza ponte:	111 m
Larghezza del ponte principale:	14,3 m
Altezza del ponte principale:	9,5 m
Lunghezza dello scafo principale:	80,8 m
Larghezza dello scafo principale:	68,8 m
Profondità dello scafo principale:	7,3 m

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:

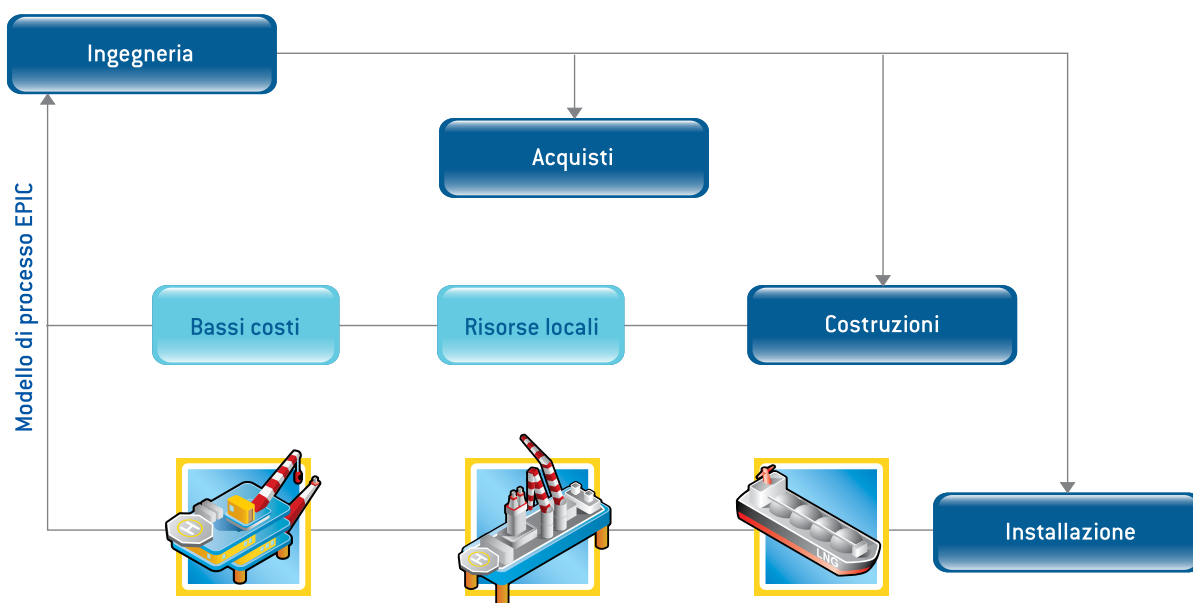
Dislocamento (peso effettivo della nave):	38.100 t
Larghezza del ponte principale:	61,3 m
Lunghezza del ponte principale:	77,5 m
Profondità del ponte principale:	4,5 m
Carico variabile sul ponte:	4.000 t

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 ormeggio delle 8 gambe della piattaforma con motore automatico assistito.

Project management integrato



Principali dati operativi		2007	2008	2009	2010	2011
Condotte posate costruzioni mare	(chilometri)	665	815	1.000	1.365	1.682
Condotte posate costruzioni terra	(chilometri)	770	683	716	385	889
Strutture installate costruzioni mare	(tonnellate)	187.054	24.835	62.333	46.606	105.033
Impianti industriali costruzioni terra	(tonnellate)	194.561	163.137	76.543	874.428	353.480
Perforazioni mare	(chilometri)	123	150	140	130	178
Perforazioni terra	(chilometri)	657	622	719	881	985
Pozzi perforati mare	(numero)	47	50	54	44	64
Pozzi perforati terra	(numero)	256	241	241	279	307

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
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 3000	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 (1.800 ton + 300 ton)		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 accomodation 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, utilizzata per stoccaggio torre S7000		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				
Bos 600	Bettolina da carico leggero in coperta		3.600		
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				
FPSO - Aquila 2	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)	2007	2008	2009	2010	2011
Ricavi della gestione caratteristica		87.204	108.082	83.227	98.523	109.589
Altri ricavi e proventi		833	728	1.118	956	933
Totale ricavi		88.037	108.810	84.345	99.479	110.522
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(58.133)	(76.350)	(58.351)	(69.135)	(79.191)
Costo lavoro		(3.800)	(4.004)	(4.181)	(4.785)	(4.749)
Totale costi operativi		(61.933)	(80.354)	(62.532)	(73.920)	(83.940)
Altri proventi e oneri operativi		(129)	(124)	55	131	171
Ammortamenti e svalutazioni		(7.236)	(9.815)	(9.813)	(9.579)	(9.318)
Utile operativo		18.739	18.517	12.055	16.111	17.435
Proventi (oneri) finanziari netti		46	(640)	(551)	(727)	(1.129)
Proventi netti su partecipazioni		1.243	1.373	569	1.156	2.171
Utile prima delle imposte		20.028	19.250	12.073	16.540	18.477
Imposte sul reddito		(9.219)	(9.692)	(6.756)	(9.157)	(10.674)
Tax rate (%)		46,0	50,3	56,0	55,4	57,8
Utile netto		10.809	9.558	5.317	7.383	7.803
di competenza:						
- azionisti Eni		10.011	8.825	4.367	6.318	6.860
- interessenze di terzi		798	733	950	1.065	943
Utile netto di competenza azionisti Eni		10.011	8.825	4.367	6.318	6.860
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(499)	723	(191)	(610)	(724)
Esclusione special item		57	616	1.031	1.161	833
di cui:						
- oneri (proventi) non ricorrenti		35	(21)	250	(246)	69
- altri special item		22	637	781	1.407	764
Utile netto adjusted di competenza Eni		9.569	10.164	5.207	6.869	6.969

Stato patrimoniale	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Capitale immobilizzato						
Immobili, impianti e macchinari		50.137	55.933	59.765	67.404	73.578
Altre immobilizzazioni		563				
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo		2.171	1.196	1.736	2.024	2.433
Attività immateriali		4.333	11.019	11.469	11.172	10.950
Partecipazioni		6.111	5.881	6.244	6.090	6.242
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa		725	1.219	1.261	1.743	1.740
Debiti netti relativi all'attività di investimento		(1.191)	(787)	(749)	(970)	(1.576)
		62.849	74.461	79.726	87.463	93.367
Capitale di esercizio netto						
Rimanenze		5.499	6.082	5.495	6.589	7.575
Crediti commerciali		15.609	16.444	14.916	17.221	17.709
Debiti commerciali		(11.092)	(12.590)	(10.078)	(13.111)	(13.436)
Debiti tributari e fondo imposte netto		(4.412)	(5.323)	(1.988)	(2.684)	(3.503)
Fondi per rischi e oneri		(8.433)	(9.506)	(10.319)	(11.792)	(12.735)
Altre attività (passività) di esercizio		(2.653)	(4.544)	(3.968)	(1.286)	281
		(5.482)	(9.437)	(5.942)	(5.063)	(4.109)
Partecipazioni di circolante		2.476	2.741			
Fondi per benefici ai dipendenti		(935)	(947)	(944)	(1.032)	(1.039)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		286	68	266	479	206
CAPITALE INVESTITO NETTO		59.194	66.886	73.106	81.847	88.425
Patrimonio netto						
di competenza:						
- azionisti Eni ^(a)		40.428	44.436	46.073	51.206	55.472
- interessenze di terzi		2.439	4.074	3.978	4.522	4.921
		42.867	48.510	50.051	55.728	60.393
Indebitamento finanziario netto		16.327	18.376	23.055	26.119	28.032
COPERTURE		59.194	66.886	73.106	81.847	88.425

(a) Al netto delle azioni proprie in portafoglio.

Rendiconto finanziario riclassificato	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Utile netto		10.809	9.558	5.317	7.383	7.803
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
- ammortamenti e altri componenti non monetari		6.320	8.792	9.117	9.024	9.095
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(309)	(219)	(226)	(552)	(1.170)
- dividendi, interessi e imposte		8.850	9.399	6.843	9.368	10.651
Variazione del capitale di esercizio		(1.641)	4.489	(1.195)	(1.720)	(2.176)
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		(8.512)	(10.218)	(8.720)	(8.809)	(9.821)
Flusso di cassa netto da attività operativa		15.517	21.801	11.136	14.694	14.382
Investimenti tecnici		(10.593)	(14.562)	(13.695)	(13.870)	(13.438)
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(9.665)	(4.019)	(2.323)	(410)	(360)
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		659	979	3.595	1.113	1.912
Altre variazioni relative all'attività di investimento		(35)	(267)	(295)	228	627
Free cash flow		(4.117)	3.932	(1.582)	1.755	3.123
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(479)	911	396	(26)	41
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		8.761	980	3.841	2.272	1.104
Flusso di cassa del capitale proprio		(5.836)	(6.005)	(2.956)	(4.099)	(4.327)
Variazione area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		(200)	7	(30)	39	10
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		(1.871)	(175)	(331)	(59)	(49)

Variazione indebitamento finanziario netto	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Free cash flow		(4.117)	3.932	(1.582)	1.755	3.123
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(244)	(286)		(33)	
Debiti e crediti finanziari società disinvestite			181			(192)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		637	129	(141)	(687)	(517)
Flusso di cassa del capitale proprio		(5.836)	(6.005)	(2.956)	(4.099)	(4.327)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(9.560)	(2.049)	(4.679)	(3.064)	(1.913)

Ricavi della gestione caratteristica	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Exploration & Production		26.920	33.042	23.801	29.497	29.121
Gas & Power		27.793	37.062	30.447	29.576	34.731
Refining & Marketing		36.349	45.017	31.769	43.190	51.219
Petrolchimica		6.934	6.303	4.203	6.141	6.491
Ingegneria & Costruzioni		8.678	9.176	9.664	10.581	11.834
Altre attività		205	185	88	105	85
Corporate e società finanziarie		1.313	1.331	1.280	1.386	1.365
Effetto eliminazione utili interni ^(a)			75	(66)	100	(54)
Elisioni di consolidamento		(20.988)	(24.109)	(17.959)	(22.053)	(25.203)
		87.204	108.082	83.227	98.523	109.589

(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)	2007	2008	2009	2010	2011
Exploration & Production		10.640	14.125	10.171	12.947	10.677
Gas & Power		27.036	36.189	29.812	28.743	33.648
Refining & Marketing		35.073	43.521	30.804	41.845	48.428
Petrolchimica		6.571	5.905	3.965	5.898	6.202
Ingegneria & Costruzioni		7.496	7.957	8.349	8.779	10.510
Altre attività		174	156	64	80	62
Corporate e società finanziarie		214	154	128	131	116
Effetto eliminazione utili interni			75	(66)	100	(54)
		87.204	108.082	83.227	98.523	109.589

Ricavi per area geografica di destinazione	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Italia		37.294	42.843	27.950	47.802	33.805
Resto dell'Unione Europea		23.074	29.341	24.331	21.125	35.536
Resto dell'Europa		5.507	7.125	5.213	4.172	7.537
Africa		8.010	12.331	10.174	13.068	11.333
Americhe		6.447	7.218	7.080	6.282	9.612
Asia		5.840	8.916	8.208	5.785	10.258
Altre aree		1.032	308	271	289	1.508
Totale estero		49.910	65.239	55.277	50.721	75.784
		87.204	108.082	83.227	98.523	109.589

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		44.850	58.662	40.311	48.261	60.724
Costi per servizi		10.828	13.355	13.520	15.400	14.034
Costi per godimento di beni di terzi		2.276	2.558	2.567	3.066	3.113
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri		573	884	1.055	1.407	551
Altri oneri		1.101	1.660	1.527	1.309	1.214
a dedurre:						
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		(1.495)	(769)	(629)	(308)	(445)
		58.133	76.350	58.351	69.135	79.191

Corrispettivi di revisione contabile e dei servizi diversi dalla revisione	(€ migliaia)	2007	2008	2009	2010	2011
Revisione contabile		26.383	27.962	30.748	21.114	22.407
Servizi di audit		169	152	276	183	1.034
Servizi di consulenza fiscale		81	46	51	166	26
Altri servizi		120	1			
		26.753	28.161	31.075	21.463	23.467

Costo lavoro	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Salari e stipendi		2.906	3.204	3.330	3.565	3.704
Oneri sociali		690	694	706	714	760
Oneri per benefici ai dipendenti		161	107	137	164	158
Altri costi		275	282	342	600	360
a dedurre:						
incrementi in immobilizzazioni per lavori interni		(232)	(283)	(334)	(258)	(233)
		3.800	4.004	4.181	4.785	4.749

Ammortamenti e svalutazioni	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Exploration & Production		5.431	6.678	6.789	6.928	6.251
Gas & Power		739	797	981	963	955
Refining & Marketing		433	430	408	333	351
Petrolchimica		116	116	83	83	90
Ingegneria & Costruzioni		248	335	433	513	596
Altre attività		4	4	2	2	2
Corporate e società finanziarie		68	76	83	79	75
Effetto eliminazione utili interni		(10)	(14)	(17)	(20)	(23)
Totale ammortamenti		7.029	8.422	8.762	8.881	8.297
Totale Svalutazioni		207	1.393	1.051	698	1.021
		7.236	9.815	9.813	9.579	9.318

Utile operativo per settore ^(a)	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Exploration & Production		13.433	16.239	9.120	13.866	15.887
Gas & Power		4.465	4.030	3.687	2.896	1.758
Refining & Marketing		686	(988)	(102)	149	(273)
Petrolchimica		100	(845)	(675)	(86)	(424)
Ingegneria & Costruzioni		837	1.045	881	1.302	1.422
Altre attività		(444)	(466)	(436)	(1.384)	(427)
Corporate e società finanziarie		(312)	(623)	(420)	(361)	(319)
Effetto eliminazione utili interni		(26)	125		(271)	(189)
		18.739	18.517	12.055	16.111	17.435

(a) Gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre attività".

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, l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto, quelli relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su commodity e le differenze di cambio. 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. L'utile netto adjusted di settore è utilizzato dal management nel calcolo della redditività del capitale investito netto di settore (ROACE di settore).

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, costituendo sostanzialmente la rivalutazione o la svalutazione, rispettivamente in caso di aumento o di diminuzione dei prezzi, delle giacenze esistenti a inizio periodo ancora presenti in magazzino a fine periodo.

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; oppure (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. 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. Inoltre sono esclusi gli oneri/proventi relativi agli strumenti finanziari derivati non di copertura diversi da quelli su commodity e le differenze di cambio. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

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.

2007									
(€ milioni)									
	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	13.433	4.465	686	100	837	(444)	(312)	(26)	18.739
Esclusione (utile) perdita di magazzino		44	(658)	(6)					(620)
Esclusione degli special item									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti	(11)	(61)	35	(2)	(4)	61	(10)		8
Altri special item:	348	(34)	229	24	7	176	127		877
- oneri ambientali		15	128			210	12		365
- svalutazioni	226		58			6			290
- accantonamenti a fondo rischi			9			13			22
- oneri per incentivazione all'esodo	6	38	31	24	7	18	32		156
- componente valutativa dei derivati su commodity	74	(16)	6				83		147
- altro	42	(71)	(3)			(71)			(103)
Special item dell'utile operativo	337	(95)	264	22	3	237	117		885
Utile operativo adjusted	13.770	4.414	292	116	840	(207)	(195)	(26)	19.004
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	60	(5)		1		(8)	(25)		23
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	176	420	126	1	80	5	4		812
Imposte sul reddito ^(a)	(7.678)	(1.702)	(124)	(44)	(262)		154	10	(9.646)
Tax rate (%)	54,8	35,2	29,7		28,5				48,6
Utile netto adjusted	6.328	3.127	294	74	658	(210)	(62)	(16)	10.193
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									624
- azionisti Eni									9.569
Utile netto di competenza azionisti Eni									10.011
Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)									(499)
Esclusione special item:									57
- oneri (proventi) non ricorrenti									35
- altri special item									22
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									9.569

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui €110 milioni riferiti alle entità valutate all'equity.

2008									
(€ milioni)									
	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	16.239	4.030	(988)	(845)	1.045	(466)	(623)	125	18.517
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(429)	1.199	166					936
Esclusione degli special item									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti			(21)						(21)
Altri special item:	983	(37)	390	281	(4)	222	341		2.176
- oneri ambientali		12	76			221			309
- svalutazioni	989	1	299	278		5			1.572
- plusvalenze nette su cessione di asset	4	7	13	(5)	(4)	(14)	(9)		(8)
- accantonamenti a fondo rischi						4			4
- oneri per incentivazione all'esodo	8	20	23	8		4	28		91
- componente valutativa dei derivati su commodity	(18)	(74)	(21)				52		(61)
- altro		(3)				2	270		269
Special item dell'utile operativo	983	(37)	369	281	(4)	222	341		2.155
Utile operativo adjusted	17.222	3.564	580	(398)	1.041	(244)	(282)	125	21.608
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	70	(13)	1	1	1	(39)	(661)		(640)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	609	420	174	(9)	49	4	5		1.252
Imposte sul reddito ^(a)	(10.001)	(1.323)	(234)	83	(307)		406	(49)	(11.425)
Tax rate (%)	55,9	33,3	31,0		28,1				51,4
Utile netto adjusted	7.900	2.648	521	(323)	784	(279)	(532)	76	10.795
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									631
- azionisti Eni									10.164
Utile netto di competenza azionisti Eni									8.825
Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)									723
Esclusione special item:									616
- oneri (proventi) non ricorrenti									(21)
- altri special item									637
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									10.164

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui €118 milioni riferiti alle entità valutate all'equity.

2009									
[€ milioni]									
	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	9.120	3.687	(102)	(675)	881	(436)	(420)		12.055
Esclusione (utile) perdita di magazzino		326	(792)	121					(345)
Esclusione degli special item									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti						250			250
Altri special item:	364	(112)	537	128	(11)	178	78		1.162
- oneri ambientali		19	72			207			298
- svalutazioni	618	27	389	121	2	5			1.162
- plusvalenze nette su cessione di asset	(270)	(6)	(2)		3	(2)			(277)
- accantonamenti a fondo rischi		115	17			(4)			128
- oneri per incentivazione all'esodo	31	25	22	10		8	38		134
- componente valutativa dei derivati su commodity	(15)	(292)	39	(3)	(16)				(287)
- altro						(36)	40		4
Special item dell'utile operativo	364	(112)	537	128	239	178	78		1.412
Utile operativo adjusted	9.484	3.901	(357)	(426)	1.120	(258)	(342)		13.122
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(23)	(15)				12	(525)		(551)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	243	332	75		49	1			700
Imposte sul reddito ^(a)	(5.826)	(1.302)	85	86	(277)		123	(3)	(7.114)
Tax rate (%)	60,0	30,9	..		23,7				53,6
Utile netto adjusted	3.878	2.916	(197)	(340)	892	(245)	(744)	(3)	6.157
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									950
- azionisti Eni									5.207
Utile netto di competenza azionisti Eni									4.367
Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)									(191)
Esclusione special item:									1.031
- oneri (proventi) non ricorrenti									250
- altri special item									781
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									5.207

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui €48 milioni riferiti alle entità valutate all'equity.

2010									
(€ milioni)									
	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	13.866	2.896	149	(86)	1.302	(1.384)	(361)	(271)	16.111
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(117)	(659)	(105)					(881)
Esclusione degli special item									
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti		(270)			24				(246)
Altri special item:	18	610	339	78		1.179	96		2.320
- oneri ambientali	30	25	169			1.145			1.369
- svalutazioni	127	436	76	52	3	8			702
- plusvalenze nette su cessione di asset	(241)	4	(16)		5				(248)
- accantonamenti a fondo rischi		78	2			7	8		95
- oneri per incentivazione all'esodo	97	75	113	26	14	10	88		423
- componente valutativa dei derivati su commodity		30	(10)		(22)				(2)
- altro	5	(38)	5			9			(19)
Special item dell'utile operativo	18	340	339	78	24	1.179	96		2.074
Utile operativo adjusted	13.884	3.119	(171)	(113)	1.326	(205)	(265)	(271)	17.304
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(205)	19			33	(9)	(530)		(692)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	274	406	92	1	10	(2)			781
Imposte sul reddito ^(a)	(8.353)	(986)	30	27	(375)		96	102	(9.459)
Tax rate (%)	59,9	27,8	..		27,4				54,4
Utile netto adjusted	5.600	2.558	(49)	(85)	994	(216)	(699)	(169)	7.934
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									1.065
- azionisti Eni									6.869
Utile netto di competenza azionisti Eni									6.318
Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)									(610)
Esclusione special item:									1.161
- oneri (proventi) non ricorrenti									(246)
- altri special item									1.407
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									6.869

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui €51 milioni riferiti alle entità valutate all'equity.

2011									
[€ milioni]									
	E&P	G&P	R&M	Petrochimica	Ingegneria & Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Effetto eliminazione utili interni	Gruppo
Utile operativo	15.887	1.758	(273)	(424)	1.422	(427)	(319)	(189)	17.435
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(166)	(907)	(40)					(1.113)
Esclusione degli special item									0
<i>di cui:</i>									
Oneri (proventi) non ricorrenti				10		59			69
Altri special item:	190	354	645	178	21	142	53		1.583
- oneri ambientali		10	34	1		141			186
- svalutazioni	190	145	488	160	35	4			1.022
- plusvalenze nette su cessione di asset	(63)	(4)	10		4	(7)	(1)		(61)
- accantonamenti a fondo rischi		77	8			9	(6)		88
- oneri per incentivazione all'esodo	44	40	81	17	10	8	9		209
- componente valutativa dei derivati su commodity	1	45	(3)		(28)				15
- altro	18	41	27			(13)	51		124
Special item dell'utile operativo	190	354	645	188	21	201	53		1.652
Utile operativo adjusted	16.077	1.946	(535)	(276)	1.443	(226)	(266)	(189)	17.974
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(231)	33				5	(932)		(1.125)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	624	407	99		95	(3)	1		1.223
Imposte sul reddito ^(a)	(9.604)	(845)	174	68	(440)	(1)	410	78	(10.160)
Tax rate (%)	58,3	35,4	..		28,6				56,2
Utile netto adjusted	6.866	1.541	(262)	(208)	1.098	(225)	(787)	(111)	7.912
<i>di competenza:</i>									
- interessenze di terzi									943
- azionisti Eni									6.969
Utile netto di competenza azionisti Eni									6.860
Esclusione (utile) perdita di magazzino ^(b)									(724)
Esclusione special item:									833
- oneri (proventi) non ricorrenti									69
- altri special item									764
Utile netto adjusted di competenza azionisti Eni									6.969

(a) Escludono gli special item.

(b) Di cui €65 milioni riferiti alle entità valutate all'equity.

Dettaglio degli special item	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Oneri (proventi) non ricorrenti		8	(21)	250	(246)	69
di cui:						
<i>stima onere della possibile transazione TSKJ</i>				250		
<i>effetto curtailment del TFR</i>		(83)				
<i>accantonamenti (utilizzi) per rischi</i>		91				
<i>sanzioni (utilizzi) a fronte di procedimenti antitrust, regolatori e altre Autorità</i>			(21)		(246)	69
Altri special item:		877	2.176	1.162	2.320	1.583
- oneri ambientali		365	309	298	1.369	186
- svalutazioni		290	1.572	1.162	702	1.022
- plusvalenze nette su cessione di asset			(8)	(277)	(248)	(61)
- accantonamenti a fondo rischi		22	4	128	95	88
- oneri per incentivazione all'esodo		156	91	134	423	209
- componente valutativa dei derivati su commodity		147	(61)	(287)	(2)	15
- altro		(103)	269	4	(19)	124
Special item dell'utile operativo		885	2.155	1.412	2.074	1.652
Oneri (proventi) finanziari		(23)			35	4
Oneri (proventi) su partecipazioni		(321)	(239)	179	(324)	(883)
di cui:						
<i>plusvalenza per cessione della partecipazione in Haldor Topsøe AS e Camom SA</i>		(290)				
<i>plusvalenza per cessione della GTT (Gaztransport et Technigaz SAS)</i>			(185)			
<i>plusvalenza per cessione asset del trasporto internazionale</i>						(1.044)
<i>altre plusvalenze da cessione</i>					(332)	(78)
<i>svalutazioni</i>					28	191
Imposte sul reddito		(658)	(1.402)	(560)	(624)	60
di cui:						
<i>fiscalità su special item dell'utile operativo</i>		(214)	(623)	(413)	(653)	(521)
<i>effetti ex DL n. 112 del 25 giugno 2008, su fiscalità:</i>			(270)	(27)		
- <i>di magazzino</i>			(176)			
- <i>di attività per imposte anticipate</i>			(94)	(27)		
<i>effetti ex legge Finanziaria 2008</i>			(290)			
<i>adeguamento fiscalità differita delle imprese italiane</i>		(394)				
<i>adeguamento fiscalità differita Libia</i>			(173)			
<i>adeguamento fiscalità differita su PSA</i>						552
<i>svalutazione imposte anticipate E&P</i>				72		
<i>altri special item di imposta</i>		(50)	(46)	(192)	29	29
Totale special item dell'utile netto		(117)	514	1.031	1.161	833
di competenza:						
- <i>interessenze di terzi</i>		(174)	(102)			
- <i>azionisti Eni</i>		57	616	1.031	1.161	833

Utile operativo adjusted per settore	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Exploration & Production		13.770	17.222	9.484	13.884	16.077
Gas & Power		4.414	3.564	3.901	3.119	1.946
Refining & Marketing		292	580	(357)	(171)	(535)
Petrochimica		116	(398)	(426)	(113)	(276)
Ingegneria & Costruzioni		840	1.041	1.120	1.326	1.443
Altre attività		(207)	(244)	(258)	(205)	(226)
Corporate e società finanziarie		(195)	(282)	(342)	(265)	(266)
Effetto eliminazione utili interni		(26)	125		(271)	(189)
		19.004	21.608	13.122	17.304	17.974

Utile netto adjusted per settore	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Exploration & Production		6.328	7.900	3.878	5.600	6.866
Gas & Power		3.127	2.648	2.916	2.558	1.541
Refining & Marketing		294	521	(197)	(49)	(262)
Petrolchimica		74	(323)	(340)	(85)	(208)
Ingegneria & Costruzioni		658	784	892	994	1.098
Altre attività		(210)	(279)	(245)	(216)	(225)
Corporate e società finanziarie		(62)	(532)	(744)	(699)	(787)
Effetto eliminazione utili interni		(16)	76	(3)	(169)	(111)
		10.193	10.795	6.157	7.934	7.912
<i>di competenza:</i>						
interessenze di terzi		624	631	950	1.065	943
azionisti Eni		9.569	10.164	5.207	6.869	6.969

Proventi (oneri) finanziari netti	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Proventi su partecipazioni		188	241	163		
Differenze attive (passive) nette di cambio		(51)	206	(106)	92	(111)
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto e altro		(279)	(668)	(612)	(634)	(817)
Proventi netti su titoli		39	21	3	10	9
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo (accretion discount)		(186)	(249)	(218)	(251)	(247)
Proventi (oneri) netti su contratti derivati		155	(427)	(4)	(131)	(112)
a dedurre:						
oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale		180	236	223	187	149
		46	(640)	(551)	(727)	(1.129)
di cui proventi su crediti strumentali all'attività operativa e su crediti di imposta		96	78	40	65	68

Proventi (oneri) netti su partecipazioni	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Rivalutazioni di partecipazioni		906	761	693	717	678
Svalutazioni di partecipazioni		(135)	(105)	(241)	(149)	(106)
Plusvalenze da cessioni		301	218	16	332	1.125
Minusvalenze da cessioni		(1)	(1)			
Dividendi		170	510	164	264	659
Accantonamento al fondo copertura perdite		2	(16)	(59)	(31)	(28)
Altri proventi (oneri) netti			6	(4)	23	(157)
		1.243	1.373	569	1.156	2.171

Immobilizzazioni materiali	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Immobilizzazioni materiali lorde						
Exploration & Production		52.780	64.338	71.189	85.494	96.561
Gas & Power		24.641	20.729	22.040	22.510	23.655
Refining & Marketing		12.421	12.899	13.378	14.177	14.884
Petrochimica		4.918	5.036	5.174	5.226	5.438
Ingegneria & Costruzioni		5.823	7.702	9.163	10.714	11.809
Altre attività		1.543	1.550	1.592	1.614	1.617
Corporate e società finanziarie		344	391	373	372	422
Effetto eliminazione utili interni		(227)	(355)	(343)	(495)	(523)
		102.243	112.290	122.566	139.612	153.863
Immobilizzazioni materiali nette						
Exploration & Production		25.751	32.355	34.462	40.521	45.527
Gas & Power		15.204	13.038	13.778	13.876	14.517
Refining & Marketing		4.495	4.496	4.397	4.766	4.758
Petrochimica		1.099	912	853	990	960
Ingegneria & Costruzioni		3.513	5.154	6.305	7.422	7.969
Altre attività		82	83	79	78	76
Corporate e società finanziarie		196	212	179	171	196
Effetto eliminazione utili interni		(203)	(317)	(288)	(420)	(425)
		50.137	55.933	59.765	67.404	73.578

Investimenti tecnici per settore	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Exploration & Production		6.480	9.281	9.486	9.690	9.435
Gas & Power		1.511	2.058	1.686	1.685	1.721
Refining & Marketing		979	965	635	711	866
Petrochimica		145	212	145	251	216
Ingegneria & Costruzioni		1.410	2.027	1.630	1.552	1.090
Altre attività		59	52	44	22	10
Corporate e società finanziarie		108	95	57	109	128
Effetto eliminazione utili interni		(99)	(128)	12	(150)	(28)
		10.593	14.562	13.695	13.870	13.438

Investimenti tecnici per area geografica di localizzazione	(€ milioni)	2007	2008	2009	2010	2011
Italia		3.246	3.674	3.198	3.044	3.587
Resto dell'Unione Europea		1.246	1.660	1.454	1.710	1.337
Resto dell'Europa		469	582	574	724	1.174
Africa		3.152	5.153	4.645	5.083	4.369
Americhe		1.004	1.240	1.207	1.156	978
Asia		1.253	1.777	2.033	1.941	1.608
Altre aree		223	476	584	212	385
Totale estero		7.347	10.888	10.497	10.826	9.851
		10.593	14.562	13.695	13.870	13.438

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
2007					
Breve termine	8.500	(2.114)	(174)	(990)	5.222
Lungo termine	11.330			(225)	11.105
	19.830	(2.114)	(174)	(1.215)	16.327
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

Personale

Personale a fine periodo ^(a)	(unità)	2007	2008	2009	2010	2011
Exploration & Production	Italia	3.930	4.054	3.883	3.906	3.797
	Estero	4.446	6.182	6.388	6.370	6.628
		8.376	10.236	10.271	10.276	10.425
Gas & Power	Italia	9.362	9.029	8.842	8.652	8.422
	Estero	2.531	2.663	2.562	2.593	2.485
		11.893	11.692	11.404	11.245	10.907
Refining & Marketing	Italia	7.079	6.609	6.467	6.162	5.790
	Estero	2.349	1.718	1.699	1.860	1.801
		9.428	8.327	8.166	8.022	7.591
Petrochimica	Italia	5.469	5.224	5.045	4.903	4.750
	Estero	1.065	1.050	1.023	1.069	1.054
		6.534	6.274	6.068	5.972	5.804
Ingegneria & Costruzioni	Italia	4.994	5.420	5.174	4.915	5.197
	Estero	28.117	30.209	30.795	33.911	33.364
		33.111	35.629	35.969	38.826	38.561
Altre attività	Italia	1.172	1.070	968	939	880
	Estero	-	-	-	-	-
		1.172	1.070	968	939	880
Corporate e società finanziarie	Italia	4.485	4.717	4.706	4.497	4.334
	Estero	126	149	166	164	184
		4.611	4.866	4.872	4.661	4.518
Totale occupazione a fine periodo	Italia	36.491	36.123	35.085	33.974	33.170
	Estero	38.634	41.971	42.633	45.967	45.516
		75.125	78.094	77.718	79.941	78.686
di cui dirigenti		1.532	1.594	1.562	1.574	1.586

(a) Nel 2010 è variato il metodo di calcolo del numero dei dipendenti. Il numero delle persone in servizio è suddiviso tra Italia e estero in funzione della sede di effettivo utilizzo. 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 2011 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 111 dollari/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 2011 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton² hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare nel 2011 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 32% delle riserve Eni al 31 dicembre 2011³. Nel triennio 2009-2011 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'85% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2011 il principale giacimento non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è Kashagan (Kazakhstan).

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 57%, il 55% e il 49% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2009, 2010 e 2011. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 2%, il 3% e l'1% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2009, 2010 e 2011.

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 0,3%, lo 0,6% e lo 0,8% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2009, 2010 e 2011; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG; (iv) i volumi di gas naturale presenti nei campi di stoccaggio di Eni in Italia. Le riserve di gas in questi campi sono costituite dalle riserve residue di giacimento e dai volumi di gas immessi in

(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 2011".

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

periodi successivi provenienti da altri campi di proprietà di Eni. Non sono inclusi i volumi di terzi o acquistati da terzi. Il gas prelevato dagli stoccaggi risulta prodotto e quindi dedotto dai volumi delle riserve certe quando venduto.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione,

delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2009, 2010 e 2011.

Riserve certe di idrocarburi		[milioni di boe]							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia ^(b)	America	Australia e Oceania	Totale
2009									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2008	681	525	1.922	1.146	1.336	265	235	132	6.242
<i>di cui: sviluppate</i>	465	417	1.229	827	647	168	133	62	3.948
<i>non sviluppate</i>	216	108	693	319	689	97	102	70	2.294
Acquisizioni				2			24		26
Revisioni di precedenti stime	74	65	76	102	(72)	(26)	44	(2)	261
Miglioramenti di recupero assistito		13	10	14					37
Estensioni e nuove scoperte	10	79	121	6		44	13	9	282
Produzione	(62)	(91)	(207)	(129)	(43)	(47)	(53)	(6)	(638)
Cessioni		(1)							(1)
Riserve al 31 dicembre 2009	703	590	1.922	1.141	1.221	236	263	133	6.209
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2008			17	8		622	19		666
<i>di cui: sviluppate</i>			13	4		83	7		107
<i>non sviluppate</i>			4	4		539	12		559
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				1		2			3
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1	14					15
Produzione			(3)	(1)		(1)	(3)		(8)
Cessioni						(314)			(314)
Riserve al 31 dicembre 2009			15	22		309	16		362
Riserve al 31 dicembre 2009	703	590	1.937	1.163	1.221	545	279	133	6.571
Sviluppate	490	432	1.278	804	614	183	181	122	4.104
consolidate	490	432	1.266	799	614	139	168	122	4.030
joint venture e collegate			12	5		44	13		74
Non sviluppate	213	158	659	359	607	362	98	11	2.467
consolidate	213	158	656	342	607	97	95	11	2.179
joint venture e collegate			3	17		265	3		288

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

(b) Le riserve certe delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos. A partire dal 2009, a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom i valori sono rappresentati al 29,4%.

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	540	374	1.194	746	482	134	188	112	3.770
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 petrolio		(milioni di barili)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia ^(a)	America	Australia e Oceania	Totale
2009									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2008	186	277	823	783	911	106	131	26	3.243
<i>di cui: sviluppate</i>	111	222	613	576	298	92	74	23	2.009
<i>non sviluppate</i>	75	55	210	207	613	14	57	3	1.234
Acquisizioni				2					2
Revisioni di precedenti stime	57	40	129	78	(36)	(35)	36	1	270
Miglioramenti di recupero assistito		8	10	15					33
Estensioni e nuove scoperte	10	74	38	5		44	12	8	191
Produzione	(20)	(48)	(105)	(113)	(26)	(21)	(26)	(3)	(362)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2009	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2008			14	8		101	19		142
<i>di cui: sviluppate</i>			11	4		11	7		33
<i>non sviluppate</i>			3	4		90	12		109
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime									
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1						1
Produzione			(2)	(1)			(3)		(6)
Cessioni						(51)			(51)
Riserve al 31 dicembre 2009			13	7		50	16		86
Riserve al 31 dicembre 2009	233	351	908	777	849	144	169	32	3.463
Sviluppate									
consolidate	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001
joint venture e collegate			10	4		7	13		34
Non sviluppate	92	133	239	229	558	92	76	9	1.428
consolidate	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376
joint venture e collegate			3	3		43	3		52

(a) Le riserve certe delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos. A partire dal 2009, a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom i valori sono rappresentati al 29,4%.

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	65	142	323	219	537	139	186	9	1.620
consolidate	65	142	322	217	537	100	72	9	1.464
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
<i>di cui: sviluppate</i>	183	207	656	533	251	39	62	20	1.951
<i>non sviluppate</i>	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
<i>di cui: sviluppate</i>			18	4		5	25		52
<i>non sviluppate</i>			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 gas naturale		(milioni di metri cubi)							
	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia ^(b)	America	Australia e Oceania	Totale
2009									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2008	80.499	40.241	178.715	59.011	69.007	25.802	16.994	17.163	487.432
<i>di cui: sviluppate</i>	57.522	31.762	100.161	40.873	56.762	12.441	9.615	6.263	315.399
<i>non sviluppate</i>	22.977	8.479	78.554	18.138	12.245	13.361	7.379	10.900	172.033
Acquisizioni				15			3.853		3.868
Revisioni di precedenti stime	2.749	4.227	(8.753)	4.021	(5.763)	1.476	1.212	(485)	(1.316)
Miglioramenti di recupero assistito		715							715
Estensioni e nuove scoperte	54	722	13.571			52	188	104	14.691
Produzione	(6.746)	(6.775)	(16.626)	(2.828)	(2.673)	(4.268)	(4.390)	(502)	(44.808)
Cessioni		(64)					(50)		(114)
Riserve al 31 dicembre 2009	76.556	39.066	166.907	60.219	60.571	23.062	17.807	16.280	460.468
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2008			382	54		84.966			85.402
<i>di cui: sviluppate</i>			300	17		11.576			11.893
<i>non sviluppate</i>			82	37		73.390			73.509
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			94	95		267	46		502
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				2.275					2.275
Produzione			(57)	(7)		(331)	(2)		(397)
Cessioni						(42.791)			(42.791)
Riserve al 31 dicembre 2009			419	2.417		42.111	44		44.991
Riserve al 31 dicembre 2009	76.556	39.066	167.326	62.636	60.571	65.173	17.851	16.280	505.459
Sviluppate									
consolidate	56.643	34.853	98.724	41.430	52.651	15.269	14.317	15.991	329.878
joint venture e collegate			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
consolidate	19.913	4.213	68.183	18.789	7.920	7.793	3.490	289	130.590
joint venture e collegate			105	2.275		35.978	9		38.367

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

(b) Le riserve certe delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2008 includono il 60% delle tre società russe ex-Yukos. A partire dal 2009, a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom i valori sono rappresentati al 29,4%.

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									
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>	<i>58.379</i>	<i>31.220</i>	<i>87.789</i>	<i>43.884</i>	<i>45.893</i>	<i>15.856</i>	<i>12.211</i>	<i>15.268</i>	310.500
<i>non sviluppate</i>	<i>16.498</i>	<i>8.439</i>	<i>87.978</i>	<i>16.355</i>	<i>7.170</i>	<i>8.808</i>	<i>2.791</i>	<i>125</i>	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>			<i>627</i>	<i>107</i>		<i>6.051</i>	<i>173</i>		6.958
<i>non sviluppate</i>			<i>69</i>	<i>3.232</i>		<i>36.979</i>	<i>454</i>		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									
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.

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi ^(a) (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2009									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	2.274	2.583	1.738	4.386	245	41	808	29	12.104
- vendite a terzi		540	5.037	586	739	1.208	639	181	8.930
Totale ricavi	2.274	3.123	6.775	4.972	984	1.249	1.447	210	21.034
Costi operativi	(271)	(517)	(553)	(749)	(153)	(78)	(273)	(41)	(2.635)
Imposte sulla produzione	(148)		(20)	(445)		(34)			(647)
Costi di ricerca	(40)	(114)	(319)	(451)	(20)	(204)	(341)	(62)	(1.551)
Ammortamenti e svalutazioni ^(b)	(463)	(921)	(956)	(1.502)	(78)	(535)	(1.108)	(186)	(5.749)
Altri (oneri) proventi	(125)	(134)	(471)	(467)	(186)	(17)	170	(47)	(1.277)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.227	1.437	4.456	1.358	547	381	(105)	(126)	9.175
Imposte sul risultato	(467)	(833)	(3.010)	(1.042)	(180)	(67)	(2)	23	(5.578)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate ^(c)	760	604	1.446	316	367	314	(107)	(103)	3.597
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			15	45		49	123		232
Totale ricavi			15	45		49	123		232
Costi operativi			(11)	(7)		(7)	(9)		(34)
Imposte sulla produzione			(3)				(41)		(44)
Costi di ricerca			(6)	(1)		(8)	(26)		(41)
Ammortamenti e svalutazioni			(1)	(15)		(35)	(25)		(76)
Altri (oneri) proventi			1	6		(11)	(37)		(41)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi			(5)	28		(12)	(15)		(4)
Imposte sul risultato			4	(14)		(10)	(20)		(40)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate ^(c)			(1)	14		(22)	(35)		(44)

(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 €576 milioni.

(c) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate pari a €320 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento pari a €26 milioni.

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
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 ^(a)	(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^(b)	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^(b)			(1)	20		6	(24)		1

(a) Include svalutazioni di attività per €123 milioni.

(b) L'applicazione del "Successfull 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.

Risultato delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
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.

Costi capitalizzati ^(a)		(€ milioni)							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2010									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	10.576	10.616	14.051	17.057	1.989	5.552	6.617	1.674	68.132
Attività relative a riserve probabili e possibili	32	320	570	2.006	39	1.561	1.979	42	6.549
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	270	33	1.391	716	70	21	53	6	2.560
Immobilizzazioni in corso	909	584	2.069	1.089	4.644	107	1.444	84	10.930
Costi capitalizzati lordi	11.787	11.553	18.081	20.868	6.742	7.241	10.093	1.806	88.171
Fondi ammortamento e svalutazione	(8.020)	(7.771)	(8.558)	(11.067)	(756)	(4.699)	(5.591)	(522)	(46.984)
Costi capitalizzati netti società consolidate ^{(b) (c)}	3.767	3.782	9.523	9.801	5.986	2.542	4.502	1.284	41.187
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe			79	191		479	178		927
Attività relative a riserve probabili e possibili						469			469
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			6	3		16
Immobilizzazioni in corso				332		139	197		668
Costi capitalizzati lordi			86	523		1.093	378		2.080
Fondi ammortamento e svalutazione			(73)	(103)		(350)	(66)		(592)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate ^{(b) (c)}			13	420		743	312		1.488
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

(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 €591 milioni nel 2010 e per €614 milioni nel 2011 per le società consolidate e per €6 milioni nel 2010 e €11 milioni nel 2011 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 "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti delle società consolidate pari a €3.410 milioni nel 2010 e €3.608 milioni nel 2011 e per le società in joint venture e collegate pari a €76 milioni nel 2010 e €101 milioni nel 2011.

Costi sostenuti ^(a)		[€ milioni]							
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2009									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe			298	27		11	131		467
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			54	42		83	43		222
Costi di ricerca	40	114	317	284	20	159	242	52	1.228
Costi di sviluppo ^(b)	742	727	1.401	2.121	1.086	423	858	462	7.820
Totale costi sostenuti società consolidate	782	841	2.070	2.474	1.106	676	1.274	514	9.737
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca			6	1		9	25		41
Costi di sviluppo ^(c)			3	62		94	47		206
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate			9	63		103	72		247
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

(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 €301 milioni nel 2009, per €269 milioni nel 2010 e per €918 milioni nel 2011.

(c) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per €-6 milioni nel 2009, per €-3 milioni nel 2010 e per €15 milioni nel 2011.

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 di fine anno relativamente al 2008 e i prezzi medi dell'anno relativamente al 2009, 2010 e 2011. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto

dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - oil&gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

Valore standard dei flussi di cassa netti futuri attualizzati (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2009									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	26.243	22.057	59.413	33.676	30.273	5.680	7.088	2.973	187.403
Costi futuri di produzione	(4.732)	(6.215)	(7.771)	(9.737)	(6.545)	(1.427)	(1.797)	(529)	(38.753)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(5.143)	(5.375)	(8.618)	(5.134)	(4.345)	(1.409)	(1.897)	(214)	(32.135)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	16.368	10.467	43.024	18.805	19.383	2.844	3.394	2.230	116.515
Imposte sul reddito future	(5.263)	(6.621)	(24.230)	(9.894)	(4.827)	(636)	(694)	(563)	(52.728)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	11.105	3.846	18.794	8.911	14.556	2.208	2.700	1.667	63.787
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.868)	(1.455)	(9.160)	(3.102)	(10.249)	(520)	(1.162)	(771)	(32.287)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	5.237	2.391	9.634	5.809	4.307	1.688	1.538	896	31.500
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			250	427		2.389	652		3.718
Costi futuri di produzione			(147)	(70)		(773)	(261)		(1.251)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(21)	(137)		(970)	(40)		(1.168)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			82	220		646	351		1.299
Imposte sul reddito future			(1)	(45)		(260)	(126)		(432)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			81	175		386	225		867
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(28)	(80)		(420)	(82)		(610)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			53	95		(34)	143		257
Totale	5.237	2.391	9.687	5.904	4.307	1.654	1.681	896	31.757
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

Valore standard dei flussi di cassa netti futuri attualizzati (€ milioni)									
	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 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 di cassa netti futuri attualizzati (€ milioni)			
	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate	Totale
Valore al 31 dicembre 2008	31.452	38	31.490
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(17.752)	(154)	(17.906)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	4.515	286	4.801
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	3.587	22	3.609
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(9.915)	(157)	(10.072)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.401	208	7.609
- revisioni delle quantità stimate	4.686	(113)	4.573
- effetto dell'attualizzazione	6.112	29	6.141
- variazione netta delle imposte sul reddito	674	(67)	607
- acquisizioni di riserve	161		161
- cessioni di riserve	(7)	81	74
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	586	84	670
Saldo aumenti (diminuzioni)	48	219	267
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

Dati infrannuali

Principali dati economico-finanziari ^(a)

[€ milioni]	2009				2010				2011						
	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	23.741	18.267	19.142	22.077	83.227	24.804	22.902	22.704	28.113	98.523	28.779	24.596	26.112	30.102	109.589
Utile operativo:	3.967	2.405	3.217	2.466	12.055	4.847	4.305	4.084	2.875	16.111	5.638	3.810	4.504	3.483	17.435
Exploration & Production	2.374	1.778	2.557	2.411	9.120	3.297	3.401	3.369	3.799	13.866	4.106	3.693	3.919	4.169	15.887
Gas & Power	1.253	863	567	1.004	3.687	1.316	592	438	550	2.896	910	184	338	326	1.758
Refining & Marketing	240	47	34	(423)	(102)	105	255	(65)	(146)	149	303	73	32	(681)	(273)
Petrochimica	(167)	(287)	(60)	(161)	(675)	36	17	24	(163)	(86)	108	(113)	(122)	(297)	(424)
Ingegneria & Costruzioni	270	310	274	27	881	291	334	327	350	1.302	354	366	304	398	1.422
Altre attività ^(b)	(55)	(122)	(28)	(231)	(436)	(60)	(115)	(58)	(1.151)	(1.384)	(27)	(138)	(79)	(183)	(427)
Corporate e società finanziarie ^(b)	(63)	(124)	(134)	(99)	(420)	(70)	(82)	(47)	(162)	(361)	(112)	(76)	(85)	(46)	(319)
Effetto eliminazione degli utili interni	115	(60)	7	(62)		(68)	(97)	96	(202)	(271)	(4)	(179)	197	(203)	(189)
Utile netto	1.904	832	1.240	391	4.367	2.222	1.824	1.724	548	6.318	2.547	1.254	1.770	1.289	6.860
Investimenti tecnici	3.147	3.697	2.957	3.894	13.695	2.779	4.328	2.851	3.912	13.870	2.875	3.740	2.929	3.894	13.438
Investimenti in partecipazioni	2.039	175	63	46	2.323	39	76	186	109	410	41	87	92	140	360
Indebitamento finanziario netto a fine periodo	16.528	18.355	20.540	23.055	23.055	21.052	23.342	25.261	26.119	26.119	24.951	25.978	28.273	28.032	28.032

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

(b) A partire dal 2010 gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie verso Syndial sono riportati ai fini della segment information nelle "Altre Attività". I periodi di confronto sono stati riclassificati per omogeneità.

Dati di scenario ^(a)

	2009				2010				2011						
	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)	44,40	58,79	68,28	74,57	61,51	76,24	78,30	76,86	86,48	79,47	104,97	117,36	113,46	109,31	111,27
Cambio medio EUR/USD	1,302	1,362	1,431	1,478	1,393	1,384	1,273	1,291	1,359	1,327	1,367	1,439	1,413	1,348	1,392
Prezzo medio in euro del greggio Brent dated ^(b)	34,10	43,16	47,71	50,45	44,16	55,09	61,51	59,54	63,64	59,89	76,79	81,56	80,30	81,09	79,94
Margini europei medi di raffinazione ^(c)	5,34	3,61	2,34	1,24	3,13	2,40	3,39	2,09	2,74	2,66	1,74	1,09	2,87	2,52	2,06
Margini di raffinazione Brent/Ural ^(c)	6,28	3,90	2,26	1,80	3,56	3,20	4,56	2,48	3,78	3,47	3,35	2,20	2,92	3,13	2,90
Margini europei medi di raffinazione in euro	4,10	2,65	1,64	0,84	2,25	1,74	2,66	1,62	2,02	2,00	1,27	0,75	2,03	1,87	1,48
Prezzo gas NBP	6,76	4,26	3,55	4,54	4,78	5,61	5,68	6,68	8,29	6,56	9,09	9,36	8,74	8,92	9,03
Euribor - a tre mesi (%)	2,0	1,3	0,8	0,7	1,2	0,6	0,7	0,9	1,0	0,8	1,1	1,4	1,6	1,5	1,4
Libor - dollaro a tre mesi (%)	1,2	0,9	0,4	0,3	0,7	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,5	0,3

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

(b) Elaborazione Eni.

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

Principali dati operativi

	2009				2010				2011				
	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)	1.013	986	957	1.073	1.007	1.011	980	948	997	899	793	793	896
Produzione giornaliera di gas naturale (mln mc)	125	121	117	132	124	131	122	119	129	123	110	107	123
Produzione giornaliera di idrocarburi (mgl boe)	1.779	1.733	1.628	1.886	1.769	1.842	1.758	1.705	1.815	1.684	1.489	1.473	1.678
<i>Italia</i>	174	169	161	173	169	182	185	182	183	186	172	193	191
<i>Resto d'Europa</i>	256	246	230	255	247	243	208	200	222	224	221	203	217
<i>Africa Settentrionale</i>	595	567	567	565	573	589	583	549	602	505	384	367	497
<i>Africa Sub-Sahariana</i>	330	343	344	421	360	402	388	407	400	375	356	364	381
<i>Kazakhstan</i>	119	121	106	117	115	121	107	85	108	117	106	96	105
<i>Resto dell'Asia</i>	150	138	122	130	135	122	123	125	131	120	104	103	121
<i>America</i>	135	133	132	209	153	159	139	128	143	131	122	121	128
<i>Australia e Oceania</i>	20	16	16	16	17	24	25	29	26	26	24	26	38
Produzione venduta (mln boe)	154,2	154,2	147,6	166,8	622,8	158,6	154,1	151,7	638,0	145,7	129,1	130,0	143,7
Vendite di gas naturale a terzi (mid mc)	28,34	17,54	19,45	24,63	89,96	26,51	15,62	14,95	81,46	27,87	17,33	14,59	21,23
Autoconsumo di gas naturale	1,51	1,25	1,55	1,50	5,81	1,54	1,53	1,56	6,19	1,65	1,53	1,41	1,62
Vendite a terzi e autoconsumo	29,85	18,79	21,00	26,13	95,77	28,05	17,15	16,51	87,65	29,52	18,86	16,00	22,85
Vendite di gas naturale delle società collegate (quota Eni)	2,50	1,67	1,52	2,26	7,95	2,46	2,04	2,09	9,41	2,81	2,14	1,96	2,62
Totale vendite e autoconsumi di gas naturale	32,35	20,46	22,52	28,39	103,72	30,51	19,19	18,60	97,06	32,33	21,00	17,96	25,47
Vendite di energia elettrica (TWh)	7,78	7,57	9,19	9,42	33,96	9,00	9,61	10,70	39,54	9,68	9,66	9,55	11,39
Vendite di prodotti petroliferi: (mln ton)	10,97	11,16	11,34	12,12	45,59	10,87	11,77	12,01	46,80	10,34	11,03	13,16	10,49
<i>Rete Italia</i>	2,10	2,31	2,36	2,26	9,03	2,01	2,17	2,28	8,63	1,94	2,14	2,23	2,05
<i>Extrarrete Italia</i>	2,41	2,25	2,43	2,47	9,56	2,04	2,33	2,50	9,45	2,19	2,22	2,47	2,48
<i>Rete resto d'Europa</i>	0,69	0,76	0,80	0,74	2,99	0,67	0,77	0,91	3,10	0,70	0,76	0,80	0,75
<i>Extrarrete resto d'Europa</i>	0,91	0,85	0,94	0,96	3,66	0,86	0,97	1,06	3,88	0,81	0,97	1,08	0,98
<i>Extrarrete altro estero</i>	0,09	0,12	0,10	0,10	0,41	0,09	0,11	0,11	0,42	0,10	0,11	0,11	0,11
<i>Altre vendite</i>	4,77	4,87	4,71	5,59	19,94	5,20	5,42	5,15	21,32	4,60	4,83	6,47	4,12

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	5.550 ft ³ gas
1 barile/g	(bbl/g)	-50 t/anno			
1 metro cubo	(m ³)	1.000 l petrolio	6,29 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	0,00636 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 (lt)	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	km	chilometri
bbl	barili	ktep	migliaia di tonnellate di petrolio equivalente
bbl/g	barili/giorno	mc	metri cubi
boe	barili di petrolio equivalente	mgl	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
GWh	gigawattora	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 2011:
euro 4.005.358.876 interamente versato
Registro delle Imprese di Roma,
codice fiscale 00484960588
parita 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 2011 (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/Depository

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

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

eni conferma la sua presenza nei principali indici di sostenibilità



eni.com



00116