

Exploration & Production

Principali indicatori di performance

		2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,41	0,28	0,14
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,41	0,36	0,26
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,83	0,81	-
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	29.121	35.881	31.268
Utile operativo		15.887	18.470	14.871
Utile operativo adjusted		16.075	18.537	14.646
Utile netto adjusted		6.865	7.426	5.952
Investimenti tecnici		9.435	10.307	10.475
ROACE Adjusted	(%)	17,2	17,6	13,5
Profit per boe ^(b)	(\$/boe)	17,0	16,0	15,5
Opex per boe ^(b)		7,3	7,1	8,3
Cash flow per boe ^(d)		31,7	32,8	31,9
Finding & Development cost per boe ^{(c) (d)}		18,8	17,4	19,2
Prezzi medi di realizzo degli idrocarburi ^(d)		72,26	73,39	71,87
Produzione di idrocarburi ^(d)	(migliaia di boe/giorno)	1.581	1.701	1.619
Riserve certe di idrocarburi ^(d)	(milioni di boe)	7.086	7.166	6.535
Vita utile residua delle riserve certe ^(d)	(anni)	12,3	11,5	11,1
Tasso di rimpiazzo organico delle riserve ^(d)	(%)	143	147	105
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	10.425	11.304	12.352
di cui: <i>all'estero</i>		6.628	7.371	8.219
Oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	2.930	3.015	1.728
Oil spill da sabotaggio (>1 barile)		7.657	8.436	5.493
Acqua di formazione rieniettata	(%)	43	49	55
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	23,59	28,46	25,71
di cui: <i>da flaring</i>		9,55	9,46	8,48
Community investment	(€ milioni)	62	59	53

^(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 2013 prosegue il trend di miglioramento degli indici infortunistici pari al -48,7% per i dipendenti e -28,8% per i contrattisti rispetto al 2012, nonché un fatality index che risulta pari a zero. Eni continua a mantenere elevati i livelli di attenzione alla sicurezza di tutte le attività, in particolare il programma "eni in safety" ha visto nel settore E&P un coinvolgimento di oltre 1.600 persone in Italia e all'estero.
- Le emissioni dirette di gas serra risultano in riduzione del 9,7% rispetto all'esercizio di confronto (-10,4% le emissioni da flaring), a seguito, in particolare, dei programmi di flaring down completati in Nigeria e alle maggiori forniture alle centrali elettriche in Congo (in particolare la Centrale CEC, Eni 20%).
- In riduzione i volumi sversati per oil spill (-42,7% per quelli operativi; -34,9% da sabotaggio) e zero blow-out per il decimo anno consecutivo.
- Prosegue il trend di miglioramento nell'acqua re-iniettata, con un livello record pari al 55%. In particolare è stato esteso per i prossimi anni un piano di re-iniezione di acqua nell'onshore Nigeriano.
- Nel 2013 il settore E&P registra una riduzione di €1.474 milioni di utile netto adjusted pari al 20% rispetto al 2012, a causa delle interruzioni straordinarie, in particolare, in Libia, Nigeria e Algeria. La generazione di cassa è stata robusta con \$30 per barile prodotto grazie alla competitiva posizione di costo.

- La produzione di idrocarburi del 2013 è stata di 1.619 mila boe/giorno con una flessione del 4,8% rispetto al 2012 principalmente a causa di fattori geopolitici. Il contributo degli avvii/regimazioni dell'anno hanno parzialmente assorbito l'effetto delle fermate programmate e problemi tecnici nonché i declini delle produzioni mature.
- Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2013 ammontano a 6,54 miliardi di barili, determinate sulla base del prezzo del marker Brent di \$108 per barile. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è stato del 105%. La vita utile residua delle riserve è di 11,1 anni (11,5 anni nel 2012).

Ottimizzazione del portafoglio

- È stata perfezionata la cessione del 20% dell'Area 4 operata in Mozambico al partner cinese CNPC per il corrispettivo di €3,4 miliardi. L'operazione consente di anticipare di molti anni i cash flow futuri attesi dallo sviluppo dell'asset. L'entrata di CNPC nell'Area 4 ha valenza strategica per il progetto in considerazione della rilevanza del nuovo partner nei settori upstream e downstream a livello mondiale.
- È stata ceduta a società del Gruppo Gazprom la partecipazione del 60% nella joint venture Artic Russia che possiede il 49% di Severenergia società titolare di quattro licenze di esplorazione e produzione d'idrocarburi in Russia. Il corrispettivo della cessione di €2,2 miliardi è stato incassato il 15 gennaio 2014.
- Sono state acquisite licenze esplorative in Paesi che si propongono come nuove frontiere nel campo della ricerca degli idrocarburi, quali il Vietnam, Myanmar e la Groenlandia, in aree ad elevato potenziale quale Cipro, l'offshore Russo e il Kenia, nonché in aree di consolidata presenza quali Australia, Indonesia, Cina, Congo, Egitto e Norvegia.

Esplorazione

Il 2013 è stato un anno di successo per l'attività esplorativa con risorse scoperte pari a circa 1,8 miliardi di boe al costo unitario competitivo di \$1,2 per barile:

- La campagna esplorativa dell'anno in Mozambico nel bacino offshore di Rovuma nell'Area 4 (Eni 50%, operatore) ha riguardato l'appraisal delle scoperte di Mamba e Coral e un nuovo prospect nella zona meridionale dell'Area 4, con la scoperta di Agulha. Il potenziale minerario complessivo è ora stimato in 2.650 miliardi di metri cubi di gas in place.
- Le recenti attività di appraisal della scoperta di Sankofa East nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni operatore con il 47,22%) in Ghana, ha confermano l'elevato potenziale a olio anche nella parte occidentale. Si stima il potenziale complessivo della scoperta Sankofa East in circa 450 milioni di barili di olio in place con risorse recuperabili fino a 150 milioni di barili.
- È stata effettuata la nuova scoperta a olio Skavl (Eni 30%) nel Mare di Barents in Norvegia, che si conferma area straordinariamente prolifica e si aggiunge alle recenti scoperte a olio e gas di Skrugard e Havis. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza sono stimate in oltre 500 milioni di barili al 100% e saranno oggetto di un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente.
- Le recenti scoperte e attività di appraisal nel Blocco Marine XII (Eni 65%, operatore) in Congo portano il potenziale minerario dell'area a 2,5 miliardi di boe in place.
- Ulteriori successi esplorativi dell'anno sono stati registrati in Australia, Angola, Egitto, Norvegia e Pakistan dove l'immediata disponibilità di infrastrutture consentirà uno sviluppo con costi contenuti e ridotto time-to-market.
- È stato completato con Rosneft l'accordo di cooperazione strategica per la conduzione di attività esplorative nell'offshore russo del Mare di Barents (licenze di Fedynsky e Central Barents), dove sono stati avviati i rilievi sismografici e del Mar Nero (licenza di Western Chernomorsky).
- Firmato un accordo con Quicksilver per l'esplorazione e lo sviluppo congiunto di giacimenti a olio non convenzionale (shale oil) nell'onshore degli Stati Uniti. In particolare, Eni parteciperà con la quota del 50%.
- Gli investimenti nell'esplorazione dell'anno ammontano a €1.669 milioni. Nell'anno sono stati completati 53 nuovi pozzi esplorativi (27,8 in quota Eni). Il tasso di successo commerciale è del 36,9% (38,5% in quota Eni). A fine esercizio risultano 129 pozzi in progress (55 in quota Eni).

Sviluppi di portafoglio e di sostenibilità

- Sono stati realizzati percorsi formativi nel campo dei Diritti Umani destinati al personale, impegnato in particolare nel campo della sicurezza, presso le realtà operative dell'Indonesia e dell'Algeria. Il programma ha coinvolto complessivamente circa 200 persone nelle aree di Jakarta, del Borneo e Algeri. Tali attività formative sono parte di un programma pluriennale eseguito da Eni che è stato presentato al Global Compact Leaders Summit del settembre 2013.
- Nel 2013 la spesa complessiva in interventi per il territorio è stata di €53 milioni (€59 milioni nel 2012). È proseguito l'impegno sul fronte "accesso all'energia" in Congo e in Nigeria.
- È stata avviata la accelerated early production del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), nella Faja dell'Orinoco, con volumi in place certificati di 35 miliardi di barili. La produzione della prima fase di early production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno alla fine del 2015.

- In linea con i piani produttivi, sono stati avviati, oltre al citato Junin 5, il progetto MLE-CAFC (Eni 75%) ed El Merk (Eni 12,25%) in Algeria, l'impianto di liquefazione Angola LNG (Eni 13,6%) e altri in Egitto, Nigeria, Norvegia e Regno Unito nonché sono stati sanzionati 7 progetti rilevanti. L'avvio dei nuovi giacimenti e le regimazioni di quelli già in produzione hanno contribuito con 140 mila boe/giorno di nuova produzione.
- Sono stati investiti €8.580 milioni nel completamento di importanti progetti di sviluppo (+3,3% rispetto al 2012), in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Angola, Congo, Italia, Nigeria, Kazakhstan, Egitto e Regno Unito.
- Nel 2013 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di €87 milioni (€94 milioni nel 2012).

Riserve

Generalità

I criteri adottati per la valutazione e la classificazione delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, sono in linea con quanto previsto dalla "Regulation S-X Rule 4-10" emessa dalla Security and Exchange Commission (SEC). In particolare sono definite "riserve certe" le quantità stimate di liquidi (compresi i condensati e i liquidi di gas naturale) e di gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della valutazione.

I prezzi utilizzati per la valutazione degli idrocarburi derivano dalle quotazioni ufficiali pubblicate da Platt's Marketwire, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio; eventuali successive variazioni sono considerate solo se previste da contratti in essere.

I metodi alla base delle valutazioni delle riserve hanno un margine intrinseco di incertezza. Nonostante l'esistenza di autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici da utilizzare per la valutazione delle riserve, la loro accuratezza dipende dalla qualità delle informazioni disponibili e dalla loro interpretazione. Conseguentemente le quantità stimate di riserve sono nel tempo soggette a revisioni, in aumento o in diminuzione, in funzione dell'acquisizione di nuovi elementi conoscitivi. Le riserve certe relative ai contratti di concessione sono determinate applicando la quota di spettanza al totale delle riserve certe rientranti nell'area coperta dal contratto e producibili entro la loro scadenza. Le riserve certe relative ai contratti di PSA sono stimate in funzione degli investimenti da recuperare (Cost oil) e della remunerazione fissata contrattualmente (Profit oil). Un meccanismo di attribuzione analogo caratterizza i contratti di service e di buyback.

Governance delle riserve

Eni ha sempre esercitato un controllo centralizzato sul processo di valutazione delle riserve certe. Il Dipartimento Riserve della Divisione Exploration & Production ha il compito di:

(i) assicurare il processo di certificazione periodica delle riserve certe; (ii) mantenere costantemente aggiornate le direttive per la loro valutazione e classificazione e le procedure interne di controllo; (iii) provvedere alle necessarie attività di formazione del personale coinvolto nel processo di stima delle riserve. Le direttive sono state verificate da DeGolyer and MacNaughton (D&M), società di ingegneri petroliferi indipendenti, che ne ha attestato la conformità alla normativa SEC in vigore¹; D&M ha attestato inoltre che le direttive, laddove le norme SEC sono meno specifiche, ne forniscono un'interpretazione ragionevole e in linea con le pratiche diffuse nel mercato. Eni effettua la stima delle riserve di spettanza sulla base delle citate direttive anche quando partecipa ad attività di estrazione e produzione operate da altri soggetti.

Il processo di valutazione delle riserve, come descritto nella procedura interna di controllo, coinvolge: (i) i responsabili delle unità operative (unità geografiche) e i Local Reserves Evaluators (LRE) che effettuano la valutazione e la classificazione delle riserve tecniche (profili di produzione, costi di investimento, costi operativi, di smantellamento e di ripristino siti); (ii) l'unità di Ingegneria del Petrolio di sede che verifica i profili di produzione relativi a campi che hanno subito variazioni significative; (iii) i responsabili di area geografica che validano le condizioni commerciali e lo stato dei progetti; (iv) il Dipartimento di Pianificazione e Controllo che effettua la valutazione economica delle riserve; (v) il Dipartimento Riserve che, avvalendosi dei Division Reserves Evaluators (DRE), controlla in maniera indipendente rispetto alle suddette unità la congruità e la correttezza della classificazione delle riserve e ne consolida i volumi.

Il Responsabile del Dipartimento Riserve ha frequentato il Politecnico di Torino conseguendo la Laurea in Ingegneria Mineraria nel 1985 e possiede un'esperienza di oltre 25 anni nel settore petrolifero e oltre 15 anni nella valutazione delle riserve.

Il personale coinvolto nel processo di valutazione possiede requisiti di professionalità adeguati alla complessità del compito ed esprime il proprio giudizio nel rispetto dell'indipendenza e della deontologia professionale. In particolare, la qualifica professionale dei Reserves Evaluators è conforme agli standard internazionali definiti dalla Society of Petroleum Engineers.

[1] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009.

Valutazione indipendente delle riserve

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri indipendenti² tra i più qualificati sul mercato il compito di effettuare una valutazione 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 indipendenti³. 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 dell'attività indipendente condotta nel 2013 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton³ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare nel 2013 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 30% delle riserve Eni al 31 dicembre 2013⁴. Nel triennio 2011-2013 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 92% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2013 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono M'Boundi (Congo) e Elgin Franklin (Regno Unito).

Evoluzione

Le riserve certe a fine periodo includono la quota Eni delle riserve di società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto. L'evoluzione delle riserve certe nell'esercizio è stata la seguente:

(milioni di boe)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
Riserve certe al 31 dicembre 2012	5.667	1.499	7.166
Nuove scoperte ed estensioni, revisioni di precedenti stime e miglioramenti da recupero assistito e altro (escluso l'effetto prezzo)	607		607
Effetto prezzo	14		14
Promozioni nette	621		621
Cessioni	(13)	(652)	(665)
Acquisizioni	4		4
Produzione	(571)	(20)	(591)
Riserve certe al 31 dicembre 2013	5.708	827	6.535
Tasso di rimpiazzo organico (%)			105

Nel 2013 le promozioni nette a riserve certe di 621 milioni di boe sono riferite a: (i) revisioni di precedenti stime (+508 milioni di boe) in particolare in Congo, Iraq, Australia e Nigeria; (ii) nuove scoperte, estensioni e altro (+108 milioni di boe), in particolare in Angola, Indonesia e Stati Uniti; (iii) miglioramenti di recupero assistito (+5 milioni di boe) in particolare in Nigeria. Le promozioni beneficiano di un marginale effetto prezzo positivo di 14 milioni di boe, a seguito della riduzione del marker Brent

di riferimento da 111 \$/barile nel 2012 a 108 \$/barile del 2013. Le cessioni hanno riguardato le dismissioni relative agli asset Russi (-652 milioni di boe) e altri asset nel Regno Unito (-13 milioni di boe). Le acquisizioni si riferiscono a incrementi di quote di partecipazione in asset in Egitto (+4 milioni di boe). Il tasso di rimpiazzo organico⁵ è pari al 105%. La vita utile residua delle riserve è pari a 11,1 anni (11,5 anni nel 2012).

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

[3] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2013.

[4] Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.

[5] Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (al netto delle cessioni e acquisizioni dell'anno) e la produzione dell'anno. Il tasso di rimpiazzo all sources è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2013 ammontano a 3.108 milioni di boe, di cui 1.361 milioni di barili di liquidi localizzati principalmente in Africa e Kazakhstan e 272 miliardi di metri cubi di gas naturale, principalmente in Africa e Venezuela. Le società consolidate detengono riserve certe non sviluppate per 1.248 milioni di barili di liquidi e 167 miliardi di metri cubi di gas naturale.

Nel 2013 le riserve certe non sviluppate sono diminuite di 542 milioni di boe a seguito essenzialmente della cessione degli asset in Russia e per la restante parte per revisioni positive e negative di tipo tecnico e contrattuale.

Durante il 2013, Eni ha convertito da riserve certe non sviluppate a riserve certe sviluppate 337 milioni di boe a seguito dell'avanzamento delle attività di sviluppo, degli start-up della produzione e della revisione di progetti. I principali passaggi a riserve certe sviluppate sono relativi ai giacimenti di Kashagan (Kazakhstan), CAFC-MLE e Blocco 208 (Algeria), Jasmine (Regno Unito) e Zubair (Iraq).

Gli investimenti di sviluppo sostenuti nel corso dell'anno sono pari a circa €2 miliardi.

La maggior parte delle riserve certe non sviluppate vengono riclassificate a riserve certe sviluppate generalmente in un arco temporale che non supera i 5 anni. Le riserve certe non sviluppate relative a taluni progetti possono rimanere tali per 5 o più anni a seguito di diverse motivazioni, tra cui le difficili condizioni operative in aree remote, limitazioni nella disponibilità di infrastrutture e nella capacità degli impianti o l'esistenza di vincoli contrattuali e altri fattori che possono condizionare i tempi di avvio e i livelli di produzione. Eni valuta circa 0,8 miliardi di boe di riserve certe non sviluppate rimaste tali per 5 o più anni, concentrate principalmente in: (i) Kazakhstan nel giacimento di Kashagan (0,4 miliardi di boe) che residuano dopo lo start-up della fase

1 dello sviluppo (Experimental Program) associate al completamento delle facilities e della campagna di drilling (per maggiori approfondimenti si rimanda al paragrafo "Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo - Kashagan"); (ii) alcuni giacimenti a gas in Libia (0,3 miliardi di boe) dove lo sviluppo delle riserve e gli avvisi in produzione sono programmati in funzione dell'adempimento degli obblighi di consegna derivanti da contratti di fornitura di gas di lungo termine; (iii) altri progetti minori dove le attività di sviluppo sono in corso.

Impegni contrattuali di fornitura

Eni vende le produzioni di petrolio e gas naturale sulla base di differenti schemi contrattuali. Alcuni di questi contratti, per lo più inerenti alle vendite di gas, stabiliscono termini di fornitura di quantità fisse e determinabili.

Eni, sulla base dei contratti o degli accordi esistenti, ha l'obbligo contrattuale di consegnare, nell'arco dei prossimi tre anni, una quantità di idrocarburi pari a circa 348 milioni di boe, principalmente gas naturale a controparti terze prodotto dai propri campi localizzati principalmente in Algeria, Australia, Egitto, Libia, Nigeria e Norvegia.

I contratti di vendita prevedono varie formule di prezzo fisse e variabili legate generalmente ai prezzi di mercato del petrolio, del gas naturale o di altri prodotti petroliferi. Il management ritiene di poter soddisfare gli impegni contrattuali di fornitura in essere principalmente tramite la produzione delle proprie riserve certe sviluppate e in alcune circostanze integrando le proprie disponibilità con acquisti di prodotto da terzi. La produzione è prevista coprire circa il 75% degli impegni di fornitura. Eni ha rispettato tutti gli impegni contrattuali di consegna a oggi in essere.

Riserve certe di petrolio e gas naturale									
	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (milioni di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)
Società consolidate	2011			2012			2013		
Italia	259	70.520	707	227	46.201	524	220	43.329	499
Sviluppate	184	55.989	540	165	37.512	406	177	35.835	408
Non sviluppate	75	14.531	167	62	8.689	118	43	7.494	91
Resto d'Europa	372	40.360	630	351	37.317	591	330	35.341	557
Sviluppate	195	28.156	374	180	26.184	349	179	25.587	343
Non sviluppate	177	12.204	256	171	11.133	242	151	9.754	214
Africa Settentrionale	917	175.303	2.031	904	157.418	1.915	830	148.162	1.783
Sviluppate	622	86.929	1.175	584	77.013	1.080	561	68.864	1.003
Non sviluppate	295	88.374	856	320	80.405	835	269	79.298	780
Africa Sub-Sahariana	670	55.186	1.021	672	58.341	1.048	723	67.202	1.155
Sviluppate	483	40.699	742	456	40.477	716	465	36.666	701
Non sviluppate	187	14.487	279	216	17.864	332	258	30.536	454
Kazakhstan	653	46.642	950	670	57.701	1.041	679	55.402	1.035
Sviluppate	215	41.917	482	203	39.686	458	295	42.144	566
Non sviluppate	438	4.725	468	467	18.015	583	384	13.258	469
Resto dell'Asia	106	19.405	230	82	15.925	184	128	21.089	263
Sviluppate	34	14.958	129	41	10.538	108	38	8.101	90
Non sviluppate	72	4.447	101	41	5.387	76	90	12.988	173
America	132	16.699	238	154	12.709	236	147	14.397	240
Sviluppate	92	10.887	162	109	9.453	170	96	8.769	153
Non sviluppate	40	5.812	76	45	3.256	66	51	5.628	87
Australia e Oceania	25	17.103	133	24	16.197	128	22	24.001	176
Sviluppate	25	13.909	112	24	13.003	107	20	15.894	123
Non sviluppate		3.194	21		3.194	21	2	8.107	53
Totale società consolidate	3.134	441.218	5.940	3.084	401.809	5.667	3.079	408.923	5.708
Sviluppate	1.850	293.444	3.716	1.762	253.866	3.394	1.831	241.860	3.387
Non sviluppate	1.284	147.774	2.224	1.322	147.943	2.273	1.248	167.063	2.321
Società in joint venture e collegate									
Resto d'Europa	50			2					
Sviluppate	3			2					
Non sviluppate	47								
Africa Settentrionale	17	568	21	17	460	20	16	421	19
Sviluppate	16	498	19	17	460	20	16	418	19
Non sviluppate	1	70	2					3	
Africa Sub-Sahariana	22	9.580	83	16	10.007	81	15	9.350	75
Sviluppate	4	108	4						
Non sviluppate	18	9.472	79	16	10.007	81	15	9.350	75
Resto dell'Asia	110	85.880	656	114	86.183	668	1	803	7
Sviluppate		665	5	8	11.388	82		382	3
Non sviluppate	110	85.215	651	106	74.795	586	1	421	4
America	151	37.015	386	119	95.006	730	116	94.955	726
Sviluppate	25	237	26	19	164	20	19	151	18
Non sviluppate	126	36.778	360	100	94.842	710	97	94.804	708
Totale società in joint venture e collegate	300	133.093	1.146	266	191.658	1.499	148	105.529	827
Sviluppate	45	1.511	54	44	12.014	122	35	951	40
Non sviluppate	255	131.582	1.092	222	179.644	1.377	113	104.578	787
Totale riserve certe	3.434	574.311	7.086	3.350	593.467	7.166	3.227	514.452	6.535
Sviluppate	1.895	294.955	3.770	1.806	265.880	3.516	1.866	242.811	3.427
Non sviluppate	1.539	279.356	3.316	1.544	327.587	3.650	1.361	271.641	3.108

Produzione

Nel 2013 la produzione di idrocarburi è stata di 1,619 milioni di boe/giorno in riduzione del 4,8% rispetto al 2012. Il livello di produzione è stato penalizzato da eventi di forza maggiore, in particolare, in Libia, Nigeria e Algeria con impatti rilevanti e dalle dismissioni eseguite a metà 2012, mentre ha beneficiato solo parzialmente dell'operatività nel Regno Unito della piattaforma Elgin/Franklin (Eni 21,87%) operata da altra oil major non in produzione nel 2012 a causa di un incidente. Il contributo degli avvii di nuovi giacimenti e la crescita dei campi avviati principalmente in Algeria ed Egitto, hanno parzialmente assorbito l'effetto delle fermate programmate e problemi tecnici, rispettivamente nel Mare del Nord e nel Golfo del Messico, e i declini delle produzioni mature. La quota di produzione estera è stata dell'89% (89% nel 2012).

La produzione di petrolio (833 mila barili/giorno) è diminuita di 49 mila barili/giorno rispetto all'esercizio precedente, pari al 5,6%, principalmente a causa delle minori produzioni in Libia e Nigeria, delle fermate programmate e straordinarie nonché dai declini di produzioni mature. Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dagli start-up/ramp-up essenzialmente in: (i) Algeria, a seguito dello start-up dei progetti MLE-CAFC (Eni 75%) ed El Merk (Eni 12,25%); (ii) Egitto, a seguito del ramp-up dell'area di Meleiha (Eni 76%); e (iii) Iraq, con la produzione incrementale del giacimento Zubair (Eni 41,6%).

La produzione di gas naturale (122 milioni di metri cubi/giorno) si riduce di 5 milioni di metri cubi/giorno rispetto al 2012, pari al 3,9%. Le minori produzioni in Nigeria, le fermate programmate e straordinarie nonché il declino delle produzioni mature sono state in parte compensate dal contributo degli start-up/ramp-up del periodo essenzialmente in Algeria e Regno Unito, a seguito dell'avvio del giacimento Jasmine (Eni 33%).

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 555,3 milioni di boe. La differenza di 35,7 milioni di boe rispetto alla produzione di 591 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autoconsumo (30 milioni di boe). La produzione venduta di petrolio e condensati (299,5 milioni di barili) è stata destinata per circa il 60% al settore Refining & Marketing (di cui circa il 25% destinate alle lavorazioni Eni). La produzione venduta di gas naturale (39,8 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 27% al settore Gas & Power.

Nel 2013 la riduzione degli oil spill operativi e da sabotaggio è pari al 42,7% e 34,9%, rispettivamente. I volumi sversati sono concentrati complessivamente in Nigeria, a seguito della situazione di sicurezza e forza maggiore registrata nell'anno. In particolare è stato avviato un progetto pilota per individuare una tecnologia idonea per contrastare le azioni di bunkering illegale. Eni continua a monitorare le proprie attività produttive e ad avviare tutte le misure necessarie per una gestione sempre più efficiente delle operazioni.

Pozzi produttivi

Nel 2013 i pozzi dedicati alla produzione di idrocarburi sono 8.697 (3.424,4 in quota Eni). In particolare i pozzi produttivi di petrolio sono pari a 6.099 (2.217,4 in quota Eni); i pozzi in produzione di gas naturale sono pari a 2.598 (1.207 in quota Eni). Nella tabella seguente sono riportati il numero dei pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Pozzi produttivi ^(a)

(numero)	2013			
	Petrolio		Gas naturale	
	totali	in quota Eni	totali	in quota Eni
Italia	240,0	194,1	615,0	531,5
Resto d'Europa	415,0	60,8	182,0	90,2
Africa Settentrionale	1.590,0	820,4	199,0	85,8
Africa Sub-Sahariana	2.908,0	585,9	339,0	25,5
Kazakhstan	104,0	29,7		
Resto dell'Asia	644,0	417,3	897,0	341,6
America	191,0	105,4	352,0	129,1
Australia e Oceania	7,0	3,8	14,0	3,3
	6.099,0	2.217,4	2.598,0	1.207,0

(a) Include 2.162 (761,2 in quota Eni) pozzi dove insistono più completamente 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.

Produzione giornaliera di idrocarburi ^(a)									
	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)	Petrolio e condensati (migliaia di barili/g)	Gas naturale (milioni di metri cubi/g)	Idrocarburi (migliaia di boe/g)
Società consolidate	2011			2012			2013		
Italia	64	19,1	186	63	19,7	189	71	17,9	186
Resto d'Europa	120	15,2	216	95	13,0	178	77	12,2	155
Croazia		0,9	5		0,7	5		1,2	8
Norvegia	80	8,0	131	74	8,2	126	60	7,1	106
Regno Unito	40	6,3	80	21	4,1	47	17	3,9	41
Africa Settentrionale	204	35,8	432	267	48,8	581	248	47,2	551
Algeria	69	0,5	72	71	1,1	78	73	2,3	88
Egitto	91	22,7	236	88	22,8	235	93	20,8	227
Libia	36	12,0	112	101	24,4	258	76	23,7	228
Tunisia	8	0,6	12	7	0,5	10	6	0,4	8
Africa Sub-Sahariana	275	14,3	366	245	15,1	343	242	13,6	329
Angola	92	0,9	98	78	1,0	85	79	0,9	84
Congo	87	3,4	108	82	3,4	104	90	4,6	120
Nigeria	96	10,0	160	85	10,7	154	73	8,1	125
Kazakhstan	64	6,5	106	61	6,3	102	61	6,0	100
Resto dell'Asia	33	11,4	106	41	11,1	112	43	10,0	108
Cina	7	0,1	8	8	0,1	9	7	0,1	8
India		0,6	4		0,3	2		0,2	1
Indonesia	1	1,6	12	1	1,7	12	1	1,5	11
Iran	6		6	3		3	4		4
Iraq	7		7	18		18	22		22
Pakistan	1	9,1	58	1	8,8	57		8,0	52
Turkmenistan	11		11	10	0,2	11	9	0,2	10
America	55	9,5	115	72	8,1	124	61	7,0	106
Ecuador	7		7	25		25	13		13
Stati Uniti	48	7,9	98	47	6,4	88	48	5,3	82
Trinidad e Tobago		1,6	10		1,7	11		1,7	11
Australia e Oceania	11	2,8	28	18	2,9	37	10	3,1	30
Australia	11	2,8	28	18	2,9	37	10	3,1	30
	826	114,6	1.555	862	125,0	1.666	813	117,0	1.565
Società in joint venture e collegate									
Angola	3	0,1	4	2	0,1	2		0,4	3
Brasile	1		1	2		2			
Indonesia	1	0,7	6	1	0,7	6	1	0,7	5
Russia				2	1,5	11	5	4,0	31
Tunisia	5	0,2	6	4	0,2	5	4	0,2	5
Venezuela	9		9	9		9	10		10
	19	1,0	26	20	2,5	35	20	5,3	54
Totale	845	115,6	1.581	882	127,5	1.701	833	122,3	1.619

(a) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (12,8, 10,9 e 9,1 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2013, 2012 e 2011).

Attività di drilling

Esplorazione

Nel 2013 sono stati ultimati 53 nuovi pozzi esplorativi (27,8 in quota Eni), a fronte dei 60 (34,1 in quota Eni) del 2012 e dei 56 (28 in quota Eni) del 2011.

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi esplorativi classificati di successo commerciale, sterili e in progress come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 36,9% (38,5% in quota Eni), a fronte del 40% (40,8% in quota Eni) del 2012 e del 42% (38,6% in quota Eni) del 2011.

Sviluppo

Nel 2013 sono stati ultimati 463 nuovi pozzi di sviluppo (187,2 in quota Eni) a fronte dei 351 (163,6 in quota Eni) del 2012 e dei 407 (186,1 in quota Eni) del 2011.

È attualmente in corso la perforazione di 130 pozzi di sviluppo (45 in quota Eni).

Nelle tabelle seguenti sono riportati il numero dei pozzi di sviluppo classificati come produttivi, sterili, in progress e i pozzi in produzione, come previsto dalle disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Perforazione esplorativa

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress ^(b)	
	2011		2012		2013		2013	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia			1,0				5,0	3,4
Resto d'Europa	0,3	0,7	1,0	1,0		3,4	17,0	6,2
Africa Settentrionale	6,2	3,4	6,3	11,3	4,9	5,4	14,0	9,8
Africa Sub-sahariana	0,6	2,6	4,5	5,1	3,2	6,6	60,0	24,3
Kazakhstan				0,8		0,4	6,0	1,1
Resto dell'Asia	0,2	7,6	0,5	0,6	4,3	2,7	21,0	8,2
America	2,5			0,1	0,2	1,2	4,0	1,2
Australia e Oceania		1,4		0,4		0,5	2,0	0,8
	9,8	15,7	13,3	19,3	12,6	20,2	129,0	55,0

Perforazione di sviluppo

(numero)	Pozzi completati ^(a)						Pozzi in progress	
	2011		2012		2013		2013	
	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	produttivi	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia	25,3		18,0	1,0	7,4	1,0	3,0	3,0
Resto d'Europa	3,3	0,3	2,9	0,6	6,3		31,0	5,9
Africa Settentrionale	55,9	1,1	46,0	1,6	61,6	3,3	20,0	11,3
Africa Sub-Sahariana	28,2	1,0	27,4	0,3	26,3	1,2	20,0	5,1
Kazakhstan	1,3		1,4		0,3		17,0	3,1
Resto dell'Asia	39,2	2,5	41,2	0,1	61,7	4,3	26,0	11,4
America	27,6		23,1		13,8		12,0	4,8
Australia e Oceania	0,4						1,0	0,4
	181,2	4,9	160,0	3,6	177,4	9,8	130,0	45,0

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

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

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

Superfici

Al 31 dicembre 2013 il portafoglio minerario di Eni consiste in 976 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 42 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 276.256 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 41.538 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 234.718 chilometri quadrati in quota Eni. Nel 2013 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi

titoli principalmente in Cipro, Kenia, Groenlandia, Norvegia, Russia e Vietnam per una superficie di circa 48.000 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Angola, Cina, Congo, Egitto, Polonia, Russia, Timor Leste, Stati Uniti e Regno Unito per circa 15.000 chilometri quadrati; (iii) dalla riduzione di superficie netta sia per rilascio parziale, sia per riduzione della quota di partecipazione in Congo, Indonesia, Mozambico e Timor Leste per circa 6.000 chilometri quadrati.

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2012	31 dicembre 2013						
	Totale Sup. netta ^[a]	Numero titoli	Sup. lorda ^{[a] [b]} sviluppata	Sup. lorda ^[a] non sviluppata	Totale Sup. lorda ^[a]	Sup. netta ^{[a] [b]} sviluppata	Sup. netta ^[a] non sviluppata	Totale Sup. netta ^[a]
EUROPA	27.423	264	16.170	40.753	56.923	10.907	26.111	37.018
Italia	17.556	151	10.663	10.815	21.478	8.948	8.334	17.282
Resto d'Europa	9.867	113	5.507	29.938	35.445	1.959	17.777	19.736
Cipro		3		12.523	12.523		10.018	10.018
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Norvegia	2.676	57	2.264	9.302	11.566	346	3.433	3.779
Polonia	1.968	2		969	969		969	969
Regno Unito	914	34	1.218	223	1.441	596	42	638
Ucraina	1.941	12	50	3.840	3.890	30	1.911	1.941
Altri Paesi	1.381	3		3.081	3.081		1.404	1.404
AFRICA	142.796	280	66.341	185.574	251.915	20.131	116.965	137.096
Africa Settentrionale	21.390	116	32.560	14.334	46.894	14.150	6.262	20.412
Algeria	1.232	42	3.223	187	3.410	1.148	31	1.179
Egitto	4.590	53	4.926	5.460	10.386	1.778	1.887	3.665
Libia	13.294	10	17.947	8.687	26.634	8.950	4.344	13.294
Tunisia	2.274	11	6.464		6.464	2.274		2.274
Africa Sub-Sahariana	121.406	164	33.781	171.240	205.021	5.981	110.703	116.684
Angola	6.079	71	6.498	14.991	21.489	802	3.641	4.443
Congo	5.035	28	1.835	2.890	4.725	1.017	2.108	3.125
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana	1.885	2		4.676	4.676		1.664	1.664
Kenia	35.724	4		46.410	46.410		38.930	38.930
Liberia	2.036	3		7.365	7.365		1.841	1.841
Mozambico	9.069	1		10.207	10.207		5.103	5.103
Nigeria	7.646	41	25.448	10.838	36.286	4.162	3.484	7.646
Repubblica Democratica del Congo	263	1		478	478		263	263
Togo	6.192	2		6.192	6.192		6.192	6.192
Altri Paesi	39.862	5		59.578	59.578		39.862	39.862
ASIA	58.042	70	19.013	168.024	187.037	6.650	72.664	79.314
Kazakhstan	869	6	2.391	2.542	4.933	442	427	869
Resto dell'Asia	57.173	64	16.622	165.482	182.104	6.208	72.237	78.445
Cina	10.495	8	76	5.130	5.206	19	5.130	5.149
India	6.208	11	206	16.546	16.752	109	6.058	6.167
Indonesia	19.734	13	3.220	25.779	28.999	1.218	17.991	19.209
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820
Iraq	352	1	1.074		1.074	446		446
Pakistan	10.533	18	10.390	17.731	28.121	3.396	6.939	10.335
Russia	1.469	3		62.592	62.592		20.862	20.862
Timor Leste	4.118	1		1.538	1.538		1.230	1.230
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200
Vietnam		3		21.566	21.566		10.783	10.783
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	9.075	348	4.809	15.268	20.077	3.141	6.065	9.206
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Groenlandia		1		2.630	2.630		920	920
Stati Uniti	4.632	331	1.640	5.089	6.729	822	3.021	3.843
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	1.066	6	802	2.002	2.804	268	798	1.066
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	13.834	14	1.140	22.436	23.576	709	12.913	13.622
Australia	13.796	14	1.140	22.436	23.576	709	12.913	13.622
Altri Paesi	38							
Totale	251.170	976	107.473	432.055	539.528	41.538	234.718	276.256

(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.

Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

Italia

In Val d'Agri (Eni 60,77%) prosegue il programma di sviluppo oggetto di accordo con la Regione Basilicata nel 1998: (i) i lavori per l'installazione di una nuova linea di trattamento gas continuano con l'obiettivo di migliorare le performance ambientali della centrale di trattamento e di raggiungere la capacità produttiva autorizzata di 104 mila barili/giorno; (ii) è stata completata la perforazione con conseguente start-up del pozzo produttivo Allì 2; (iii) è in corso il Piano di Monitoraggio Ambientale che costituisce un progetto di assoluta eccellenza a tutela dell'ambiente. Inoltre Eni adotta misure di tutela ambientale, attraverso il Piano d'Azione per la Biodiversità in Val d'Agri avviato nel 2008 e finalizzato alla mitigazione degli effetti localizzati associati alle attività operative; (iv) proseguono le operazioni di continuo miglioramento e manutenzione per ottimizzare le performances ambientali e di produzione del giacimento.

Le altre principali attività hanno riguardato la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente sui campi nell'offshore Adriatico e nell'onshore in Sicilia nonché l'upgrading dei sistemi di compressione degli idrocarburi sulle piattaforme produttive del giacimento Barbara.

Resto d'Europa

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nella PL532 (Eni 30%) con la scoperta a olio e gas di Skavl, che si aggiunge alle recenti scoperte a olio e gas di Skrugard e Havis. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza sono attualmente stimate in oltre 500 milioni di barili al 100% e saranno oggetto di un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente; (ii) nella PL479 (Eni 19,6%) con la scoperta near field a gas e condensati di Smørbukk, che sfrutterà le sinergie delle facility produttive presenti nell'area.

Nell'anno è stata acquisita l'operatorship nelle licenze esplorative PL 717, PL 712 e PL 716, con una quota del 40%, e PL 697 (Eni 65%) nonché la partecipazione del 30% nelle licenze PL 696 e 714. È stato avviato il giacimento di Skuld (Eni 11,5%), con una produzione di circa 30 mila boe/giorno (circa 4 mila boe/giorno in quota Eni).

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Lo start-up produttivo è atteso alla fine del 2014, con una produzione a regime di circa 56 mila barili/giorno in quota Eni nel 2015.

Nel 2013 è proseguita l'implementazione dell'oil spill contingency e response per lo sviluppo di tecniche e metodologie a supporto dell'oil spill preparedness program, già riconosciuto dalle Autorità norvegesi come standard di riferimento per tutti i futuri progetti di sviluppo nell'Artico. Il progetto, lanciato da Eni, ha coinvolto le altre oil company attive nella ricerca di idrocarburi nel Mare di Barents e l'Autorità norvegese del Clean Seas (NOFO) nonché istituti di ricerca internazionale. I risultati ottenuti sono stati presentati all'Agenzia dell'Ambiente norvegese e alle amministrazioni locali e a tutti gli stakeholder dell'area, confermando come il progetto Goliat dispone di un sistema d'avanguardia per

la gestione di oil spill, in termini di organizzazione, consolidamento dell'apparato di emergenza e sviluppo di attrezzature e tecnologie. Le attività si concluderanno nel corso del 2014.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato l'attività di mantenimento e ottimizzazione della produzione di Ekofisk (Eni 12,39%). In particolare è stato completato lo sviluppo dell'Area South, mentre proseguono i programmi di perforazione di pozzi di in-filling, upgrading delle facility esistenti e ottimizzazione della water injection.

Regno Unito Nell'ambito della strategia di ottimizzazione del portafoglio titoli nel Paese, è stata perfezionata la cessione di 19 giacimenti in produzione/sviluppo e 11 asset esplorativi.

Nell'anno è stato conseguito lo start-up del giacimento a olio e gas di Jasmine (Eni 33%) con il completamento delle attività d'installazione e allacciamento delle facility produttive e di trattamento. Il picco produttivo è stimato in 117 mila boe/giorno (circa 39 mila in quota Eni) nel 2014.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato il giacimento West Franklin (Eni 21,87%) con la costruzione e installazione delle piattaforme produttive e pipeline di collegamento alle facility di trattamento presenti nell'area. L'avvio produttivo è previsto a fine 2014.

Africa Settentrionale

Algeria Nell'anno è stata avviata la produzione dei progetti MLE-CAFC (Eni 75%) ed El Merk (Eni 12,25%). L'impianto di trattamento gas del progetto MLE-CAFC ha una capacità produttiva e di export giornalieri di 9 milioni di metri cubi di gas, 15 mila barili di olio e condensato e 12 mila barili di GPL. Sono state realizzate quattro pipeline per l'esportazione collegate al network del Paese. Il plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) è previsto entro il 2017.

L'avvio del giacimento El Merk è stato raggiunto con la realizzazione di un impianto di trattamento 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. Il picco produttivo di circa 18 mila barili/giorno in quota Eni è previsto nel 2015.

Nell'anno le attività produttive dei Blocchi 403 a/d (Eni 100%) e 403 (Eni 50%) hanno sfruttato le sinergie tecniche del programma R&D Integrated Operations facendo leva sul Centro di Eccellenza per le Electrical Submersible Pump (ESP). In particolare, dall'analisi in tempo reale dei dati di performance dei pozzi in produzione, sono stati eseguiti interventi tempestivi di correzione al fine di evitare possibili interruzioni delle produzioni, con un risparmio dei costi e dei tempi di ripristino delle attività.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nella development lease di Meleiha (Eni 76%) con tre scoperte near field mineralizzate a olio e gas nonché con la scoperta a olio di Rosa North-1X. Le attività di perforazione di sviluppo di Rosa North-1X sono in corso. Il giacimento sfrutterà le sinergie con le facility produttive presenti nell'area; (ii) con due scoperte near field mineralizzate a olio nell'area di Belayim (Eni 100%).

Nel 2013, Eni si è aggiudicata con una quota del 100%, l'operatorship di un blocco esplorativo nelle acque profonde egiziane del Mediterraneo orientale.

Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) attività di infilling nei giacimenti Belajim, Denise (Eni 50%), Tuna (Eni 50%) e nell'area del Western Desert al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario residuo; (ii) il completamento delle attività di drilling del giacimento Seth (Eni 50%); (iii) il proseguimento del programma di sviluppo del giacimento DEKA (Eni 50%) e della scoperta Emry Deep (Eni 76%); (iv) il potenziamento del sistema di water injection del giacimento Abu Rudeis (Eni 100%) nel Golfo di Suez. Il livello di acqua re-iniettata è del 99,5% pari a circa 27 mila metri cubi/giorno.

Africa Sub-Sahariana

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel Blocco offshore 15/06 (Eni 35%, operatore) con la scoperta a olio di Vandumbu 1.

È stato avviato l'impianto di liquefazione gestito dal consorzio Angola LNG (Eni 13,6%), con il conseguimento del first cargo nel mese di giugno 2013. L'impianto tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas.

Nell'anno è stato sanzionato nel Blocco 15/06 il progetto East Hub, con un potenziale minerario stimato in oltre 230 milioni di barili. Lo sviluppo prevede la perforazione di pozzi sottomarini collegati a una FPSO con una capacità di 80 mila barili/giorno. Il picco produttivo pari a 55 mila barili/giorno è previsto nel 2017. Le attività di sviluppo dell'area proseguono sul progetto West Hub, con start-up atteso a fine 2014.

Nel Blocco 0 (Eni 9,8%) sono proseguite le attività di riduzione del flaring gas sul giacimento Nemba. Il completamento è atteso nel 2015 con una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Le attività di sviluppo sul giacimento Mafumeira hanno riguardato l'installazione di piattaforme produttive e di trattamento e collegamento sottomarino. Lo start-up è previsto alla fine del 2015. Nel Blocco 14 KA/IMI (Eni 10%) le attività di sviluppo del progetto Lianzi hanno riguardato il collegamento alle esistenti facility produttive presenti nell'area.

Il progetto Kizomba satelliti Fase 2 nelle Development Area dell'ex Blocco 15 (Eni 20%) prosegue secondo il programma di sviluppo. Le attività prevedono la messa in produzione di ulteriori tre scoperte attraverso il collegamento all'esistente FPSO. Lo start-up è atteso alla fine del 2015.

Congo L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco offshore Marine XII (Eni 65%, operatore) con la scoperta a olio e gas e l'appraisal di Nené Marine nonché l'appraisal della scoperta a gas e condensati di Litchendjili. Complessivamente il potenziale minerario delle scoperte è stimato in 2,5 miliardi di boe in place. Il blocco ha ancora un significativo potenziale minerario residuo che verrà accertato tramite la prossima campagna esplorativa e di delineazione. La presenza di facility produttive dell'area, la buona produttività del reservoir e i bassi costi di sviluppo consentono una messa in produzione delle scoperte nel 2015.

Nel 2013 Eni ha acquisito con il ruolo di operatore il blocco esplorativo Ngolo, nel bacino geologico della Cuvette, in joint venture con la compagnia di Stato congolese Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC). Il programma esplorativo avrà durata decennale. Il bacino della Cuvette rappresenta un tema di frontiera dell'esplorazione in Africa.

Nell'anno è stata rinegoziata l'estensione dei permessi di sviluppo di Madingo, Marine VI e Marine VII con l'allineamento delle scadenze tra il 2034 e il 2039, diluizione della partecipazione Eni e assegnazione di un nuovo acreage esplorativo ad elevato potenziale. È in corso l'approvazione da parte delle autorità locali.

Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi (Eni 83%, operatore) attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas associato. Il gas è venduto con contratti long-term alle centrali elettriche presenti nell'area tra cui la CEC Centrale Electrique du Congo (Eni 20%) con una potenza installata di 300 MW. Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII. Nel 2013 le forniture contrattuali di M'Boundi sono state pari a circa 3 milioni di metri cubi/giorno (circa 17 mila boe/giorno in quota Eni). Gli ulteriori volumi di gas saranno re-iniettati in giacimento in linea con i programmi Eni di zero gas flaring.

Nell'anno è proseguito il programma per il miglioramento delle condizioni di vita della popolazione residente nell'area di M'Boundi. Le aree di intervento prioritario come l'educazione, la salute, il miglioramento della capacità produttiva in agricoltura, l'accesso all'acqua e all'energia, hanno visto il coinvolgimento di oltre 25.000 abitanti.

Prosegue il programma di sviluppo del progetto sanzionato di Litchendjili nel blocco Marine XII. Il progetto prevede l'installazione di una piattaforma produttiva, la realizzazione delle facility di trasporto e dell'impianto di trattamento onshore. Lo start-up è previsto alla fine del 2015 con picco produttivo in quota Eni di 12 mila boe/giorno. La produzione del giacimento alimenterà la centrale elettrica CEC.

Mozambico Il 26 luglio 2013 è avvenuto il closing della cessione a China National Petroleum Corporation (CNPC) dell'interest del 28,57% in Eni East Africa (EEA), titolare del 70% del permesso minerario relativo all'Area 4 nell'offshore del Mozambico. CNPC attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente una quota del 20% nell'Area 4; Eni, attraverso la partecipazione residua, rimane titolare del 50% e dell'operatorship. Il corrispettivo della cessione è stato di €3.386 milioni (per ulteriori informazioni v. il capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari").

La campagna esplorativa dell'anno ha riguardato l'appraisal delle scoperte di Mamba e Coral. In particolare, il processo di delineazione della scoperta di Mamba si è avvalso dei risultati dell'applicazione di un processo proprietario che integra lo studio delle caratteristiche del reservoir, il processing dei dati (e-dva™) e le analisi delle ampiezze sismiche.

Nel corso dell'anno è stata effettuata la scoperta di Agulha, la decima in ordine di tempo, in un nuovo prospect nella zona meridionale dell'Area 4. Il potenziale minerario complessivo dell'Area 4 è ora stimato in 2.650 miliardi di metri cubi di gas in place. Nel 2014 proseguirà l'attività di valutazione delle risorse in particolare del nuovo fronte esplorativo nel quale si prevede la perforazione da due a tre nuovi pozzi.

Sulla base dell'applicazione del modello di cooperazione Eni, si prevede la realizzazione di una centrale elettrica alimentata a gas per il consumo nazionale, con il supporto del Governo del Mozambico. Inoltre, è stato avviato un importante programma di valutazione degli ecosistemi del Paese e di analisi delle biodiversità, che costituiranno la base per lo sviluppo delle recenti scoperte.

Prosegue il programma di reclutamento e formazione di risorse locali a supporto delle attività di ricerca di idrocarburi nel Paese. In particolare il programma di formazione avviato con l'Università del Mozambico ha visto il coinvolgimento nell'anno di 75 studenti.

Nigeria Nel blocco OML 125 (Eni 85%, operatore) è stato conseguito lo start-up del progetto Abo-Fase 3, sanzionato a fine 2012, con una produzione pari a circa 5 mila boe/giorno in quota Eni. Il progetto ha sfruttato una tecnologia innovativa per l'installazione di un completamento con controllo intelligente del pozzo necessario per l'avvio produttivo simultaneo da diversi livelli del reservoir, che ha ridotto sensibilmente i tempi delle attività di installazione con significativi risparmi.

Proseguono le principali iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny: (i) nei blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), è stata completata la flowstation di Ogbainbiri che consente di trattare il gas proveniente dal giacimento omonimo, permettendo anche la riduzione di gas flared di 0,14 milioni di metri cubi/giorno. Il programma di flaring down nell'area ha beneficiato nell'anno del completamento a fine 2012 dell'upgrade della flowstation del giacimento Idu, con una riduzione di gas flared pari a 1,4 milioni di metri cubi/giorno e dell'ottimizzazione del flaring down di Akri con una riduzione di 0,71 milioni di metri cubi/giorno; (ii) nel blocco OML 28 (Eni 5%) nell'ambito del progetto integrato petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie, è stata finalizzata la campagna di drilling di sviluppo. Il progetto prevede 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. Sono previste ulteriori fasi di sviluppo per mettere in produzione il potenziale minerario residuo dell'area.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato: (i) il giacimento Forkados-Yokri (Eni 5%). Il progetto prevede la perforazione di 24 pozzi produttori, l'upgrading delle flowstations esistenti e la realizzazione di facility di trasporto; (ii) il giacimento Bonga NW nel blocco OML 118 (Eni 12,5%). Le attività prevedono la perforazione e completamento di pozzi produttori e iniettori; (iii) progetti a sostegno dello sviluppo locale per il miglioramento delle condizioni sanitarie, lo sviluppo in ambito agricolo e di accesso all'istruzione; (iv) il supporto tecnico del Centro di Eccellenza per le ESP per l'analisi dei dati di performance in diverse realtà produttive del Paese. Le analisi in tempo reale dei pozzi in produzione hanno consentito di evitare possibili interruzioni produttive.

Eni partecipa con il 10,4% nella joint-venture Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. 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 venti anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai blocchi OML 60, 61, 62 e 63 con un impegno contrattuale di fornitura pari a circa 80 milioni di metri cubi/giorno (circa 7,6 milioni in quota Eni equivalenti a circa 49 mila boe/giorno). La

produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.

Kazakhstan

Kashagan L'11 settembre 2013, a seguito del completamento, test e consegna di tutti gli impianti, è stata avviata la produzione del first oil del giacimento giant di Kashagan (Eni 16,81%).

Nell'ottobre 2013 la produzione è stata interrotta a causa di un problema tecnico alla pipeline che trasporta il gas acido dagli impianti offshore a quelli onshore, senza alcun impatto sull'ambiente e alla comunità circostante. Sono iniziate le operazioni di riparazione e per il 2014 è stato assunto un contributo prudenziale al profilo produttivo Eni. Si prevede dal 2015 il raggiungimento del livello di produzione originariamente pianificato.

La capacità produttiva iniziale della Fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) è prevista a 150 mila barili/giorno, con l'obiettivo di raggiungere 370 mila barili/giorno di capacità installata grazie all'avvio del secondo treno di trattamento offshore e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento. Un ulteriore incremento fino a 450 mila barili/giorno potrà essere conseguito con l'aumento della capacità di compressione per la re-iniezione di gas la cui definizione è attualmente in corso. Lo schema di sviluppo di quest'ultima fase è stato presentato alle Autorità kazake.

Nel corso dell'anno è stato presentato il piano di sviluppo della sezione occidentale della scoperta adiacente di Kalamkas. Si prevede di ricevere l'approvazione per iniziare il FEED nel 2014. Prosegue l'impegno Eni nella tutela dell'ambiente e degli ecosistemi nell'area del Mar Caspio, con il programma integrato per la gestione della biodiversità nell'area del Delta dell'Ural (Ural River Park Project-URPP). Il progetto per la candidatura all'UNESCO del delta dell'Ural per l'inserimento nel programma "Man and Biosphere" ha raccolto favorevoli consensi da parte delle Autorità kazake ed è in fase di conclusione.

Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione di risorse kazake per posizioni manageriali.

Al 31 dicembre 2013 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$8,2 miliardi pari a €5,9 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2013, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2013 (\$6,1 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$2,1 miliardi).

Al 31 dicembre 2013 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 565 milioni di boe in linea rispetto al 2012.

Karachaganak È attualmente allo studio l'Expansion Project del giacimento Karachaganak (Eni 29,25%). Il progetto si propone di ampliare lo sfruttamento del giacimento attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti di trattamento gas per la re-iniezione al fine di mantenere il profilo produttivo di liquidi e per incrementare le vendite di gas.

Sono in corso discussioni tecniche e commerciali per la definizione della prima fase di sviluppo per incrementare la capacità di

re-iniezione, con il FEED atteso entro il 2014.

Nel 2013 è stato avviato il programma Eni di monitoraggio ambientale al fine di valutare le migliori pratiche di monitoraggio della biodiversità.

Prosegue l'impegno a sostegno delle comunità locali adiacenti al giacimento di Karachaganak. Le attività dell'anno hanno riguardato la realizzazione di infrastrutture scolastiche e ricreative nonché l'attuazione di programmi sanitari.

Al 31 dicembre 2013 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 470 milioni di boe, in linea rispetto al 2012.

Resto dell'Asia

Indonesia Proseguono le attività di sviluppo dei progetti operati Jangkrik (Eni 55%) e Jau (Eni 85%) nell'offshore del Paese. Il progetto del giacimento Jangkrik prevede la perforazione di pozzi produttori collegati con una Floating Production Unit per il trattamento del gas e dei condensati nonché la realizzazione delle facility di trasporto per la connessione all'impianto di Bontang. Lo start-up è previsto nel 2017 con picco di 80 mila boe/giorno (42 mila in quota Eni) nel 2018. Il progetto Jau comprende la perforazione di pozzi produttori e la connessione alle facility di trattamento per il trasporto onshore via pipeline. Lo start-up è atteso nel 2017.

Sono in corso le attività di sviluppo del progetto Indonesia Deepwater Development (Eni 20%) nel Kalimantan orientale, per assicurare la fornitura di gas all'impianto di Bontang. Il programma prevede inizialmente il collegamento del giacimento di Bangka alle facility produttive presenti, con avvio atteso nel 2016. Il programma prevede successivamente lo sviluppo integrato dei quattro giacimenti su due Hub, il primo per Gendalo, Gandang, Maha e il secondo per Gehem. Lo start-up è atteso nel 2018.

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 Nel luglio 2013 è stato firmato un emendamento con la compagnia di stato irachena South Oil Company e il Ministero del Petrolio iracheno al contratto di servizio del giacimento Zubair (Eni 41,6%) che stabilisce in 850 mila barili/giorno il target di produzione e l'estensione della durata del contratto per altri cinque anni, fino al 2035.

Il Rural Support Project a sostegno delle aziende agricole e delle comunità nell'area del giacimento di Zubair è stato completato nell'anno. Il programma in collaborazione con il Dipartimento Agricoltura di Zubair, la Farmers Association e sotto la supervisione delle Autorità locali ha riguardato 165 aziende durante la stagione agricola 2012-2013.

Russia È stata ceduta a società del Gruppo Gazprom la partecipazione del 60% nella joint venture Artic Russia che possiede il 49% di Severenergia, società titolare di quattro licenze di esplorazione e produzione di idrocarburi nella Regione dello Yamal Nents (Siberia), tra le quali in particolare il giacimento in produzione di Samburgskoye primo sviluppo Eni nell'upstream russo. Il corrispettivo della cessione di €2,16 miliardi (\$2.940 milioni) è

stato incassato il 15 gennaio 2014 (per ulteriori informazioni v. il capitolo "Commento ai risultati economico-finanziari"). Con questa dismissione Eni monetizza l'investimento giunto a un elevato grado di maturità, continuando a mantenere un forte impegno nell'upstream russo attraverso la partnership con Rosneft per l'esplorazione nell'offshore russo di Mar Nero e Mare di Barents. Nel giugno 2013 è stato completato con Rosneft l'accordo di cooperazione strategica per la conduzione di attività esplorative nell'offshore russo del Mare di Barents (licenze di Fedynsky e Central Barents, Eni 33,33%), dove sono stati avviati i rilievi sismografici, e del Mar Nero (licenza di Western Chernomorsky, Eni 33,33%). I rilievi sismici saranno realizzati nel rispetto dei requisiti ambientali richiesti dalla legislazione russa.

America

Stati Uniti Le Autorità competenti hanno ufficializzato l'assegnazione di uno dei cinque blocchi offshore, situati nelle aree di Mississippi Canyon e Desoto Canyon nel Golfo del Messico, per cui Eni era risultata migliore offerente nel corso della Lease Sale 227 del marzo 2013.

Nel novembre 2013 è stato definito con la società statunitense Quicksilver un accordo di esplorazione e sviluppo di giacimenti a olio non convenzionale (shale oil) nell'onshore degli Stati Uniti. Eni acquisirà un interest del 50% nel titolo minerario di Leon Valley, situata nel Texas occidentale. Il programma di lavoro prevede la perforazione fino a un massimo di 5 pozzi esplorativi e una prospezione geofisica per definire il potenziale minerario dell'area in base al quale sarà definito il piano di sviluppo. Eni investirà fino a \$52 milioni per l'esecuzione delle attività esplorative programmate. L'accordo prevede inoltre l'acquisizione senza costi aggiuntivi della quota del 50% posseduta da Quicksilver in un titolo limitrofo.

È stata sanzionata la Fase 1 del programma di sviluppo del giacimento Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore profondo del Golfo del Messico. Il progetto prevede la perforazione di 5 pozzi produttori e l'installazione di una piattaforma produttiva. Lo start-up è atteso alla fine del 2016, con una produzione pari a circa 9 mila boe/giorno in quota Eni.

Le attività di sviluppo nel Golfo del Messico hanno riguardato principalmente: (i) la perforazione e il completamento dei pozzi e installazione delle facility sui giacimenti di Hadrian South (Eni 30%), Lucius/Hadrian North (Eni 5,4%) e St. Malo (Eni 1,25%); (ii) attività di infilling sui giacimenti in produzione di Appaloosa (Eni 100%, operatore), Longhorn (Eni 75%, operatore), Pegasus (Eni 58%, operatore) e Front Runner (Eni 37,5%); (iii) attività di manutenzione sulla pipeline di collegamento alla piattaforma produttiva di Corral.

Proseguono le attività di drilling sui giacimenti di Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Oooguruk (Eni 30%) in Alaska.

Venezuela Nel marzo 2013 è stata avviata la produzione (accelerated early production) del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco, con volumi in place certificati di 35 miliardi di barili. La produzione della fase di early production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno alla fine del 2015, con un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria con

una capacità di circa 350 mila barili/giorno. Eni finanzia la quota PDVSA dei costi di sviluppo per la fase di Early Production e per l'ingegneria della raffineria fino a un ammontare pari a \$1,74 miliardi. Proseguono le attività di drilling e installazione delle facilities di trasporto e trattamento.

Prosegue il progetto sanzionato del giacimento a gas di Perla, localizzato nel Blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo di Venezuela. PDVSA ha esercitato il diritto di ingresso nella società con una partecipazione del 35%. Successivamente al perfezionarsi del trasferimento della quota, Eni conserverà il 32,5% nel progetto. La prima fase di sviluppo (early production) prevede la messa in produzione degli attuali pozzi di scoperta/appraisal e l'installazione di piattaforme collegate tramite gasdotto a un impianto di trattamento onshore. Il target produttivo stimato in circa 13 milioni di metri cubi/giorno è atteso nel 2015. Lo sviluppo del giacimento continuerà con ulteriori due fasi che prevedono la perforazione di pozzi aggiuntivi e l'upgrading delle facilities di trattamento. Il plateau di produzione è stimato in circa 34 milioni di metri cubi/giorno.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€10.475 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€8.580 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Angola, Congo, Nigeria, Kazakhstan, Egitto e Regno Unito. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di sidetrack e workover nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 98% le attività all'estero, in particolare in Mozambico, Norvegia, Congo, Togo, Nigeria, Stati Uniti e Angola, nonché acquisizione di nuove licenze nella Repubblica di Cipro e in Vietnam. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area dell'offshore Adriatico, della Val d'Agri e Val Padana.

Nel 2013 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata pari a €87 milioni. Sono state depositate 9 domande di brevetto, di cui uno congiuntamente con Versalis.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve proved e unproved		754	43	109	66	..
Africa Settentrionale		57	14	109		
Africa Sub-Sahariana		697	27			
America			2			
Esplorazione		1.210	1.850	1.669	(181)	(9,8)
Italia		38	32	32		
Resto d'Europa		100	151	357	206	..
Africa Settentrionale		128	153	95	(58)	(37,9)
Africa Sub-Sahariana		482	1.142	757	(385)	..
Kazakhstan		6	3	1	(2)	(66,7)
Resto dell'Asia		156	193	233	40	20,7
America		60	80	110	30	37,5
Australia e Oceania		240	96	84	(12)	(12,5)
Sviluppo		7.357	8.304	8.580	276	3,3
Italia		720	744	743	(1)	(0,1)
Resto d'Europa		1.596	2.008	1.768	(240)	(12,0)
Africa Settentrionale		1.380	1.299	808	(491)	(37,8)
Africa Sub-Sahariana		1.521	1.931	2.675	744	38,5
Kazakhstan		897	719	658	(61)	(8,5)
Resto dell'Asia		361	641	749	108	16,8
America		831	953	1.127	174	18,3
Australia e Oceania		51	9	52	43	..
Altro		114	110	117	7	6,4
		9.435	10.307	10.475	168	1,6

Gas & Power

Principali indicatori di performance

		2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	2,44	1,84	1,31
Indice di frequenza infortuni contrattisti		5,22	3,64	1,81
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	33.093	36.200	32.124
Utile operativo		(326)	(3.219)	(2.992)
Utile operativo adjusted		(247)	356	(663)
<i>Mercato</i>		(657)	47	(837)
<i>Trasporto internazionale</i>		410	309	174
Utile netto adjusted		252	473	(246)
EBITDA pro-forma adjusted		949	1.316	6
<i>Mercato</i>		257	858	(311)
<i>Trasporto internazionale</i>		692	458	317
Investimenti tecnici		192	225	232
Vendite gas mondo ^(b)	(miliardi di metri cubi)	96,76	95,32	93,17
Vendite di GNL ^(c)		15,7	14,6	12,4
Clienti in Italia	(milioni)	7,10	7,45	8,00
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	40,28	42,58	35,05
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	4.795	4.752	4.514
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	12,77	12,70	11,16
Punteggio soddisfazione clienti (PSC) ^(d)	(%)	88,6	89,7	90,4
Prelievi idrici/kWheq prodotto	(metri cubi/kWheq)	0,014	0,012	0,017

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Include le vendite di gas del settore Exploration & Production pari a 2,61 miliardi di metri cubi (2,73 e 2,86 miliardi di metri cubi nel 2012 e 2011).

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

(d) Il valore del PSC 2013 è riferito al primo semestre in quanto alla data di pubblicazione del presente documento l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas non ha ancora pubblicato il dato del secondo semestre.

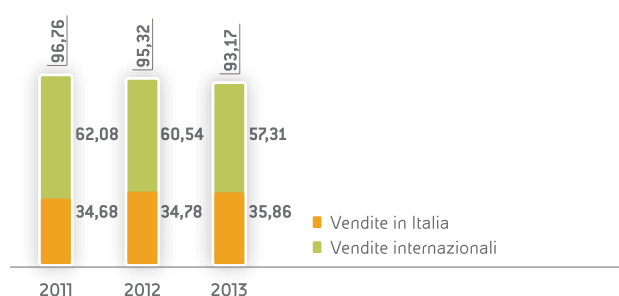
Performance dell'anno

- Nel 2013 è proseguito il trend di miglioramento degli indici di frequenza infortuni (-28,9% per i dipendenti e -50,1% per i contrattisti rispetto al 2012).
- Nel 2013 le emissioni di gas serra si riducono del 12,1% in relazione al calo della produzione elettrica (-10,5%) e alla riduzione dei quantitativi di gas trasportato.
- Nel 2013 i prelievi idrici di EniPower registrano un aumento sia in termini assoluti (+24,3%) sia riferiti ai kWheq prodotti (+39,9%), in relazione a mutati assetti impiantistici presso vari siti con particolare riferimento al maggiore utilizzo di acqua di mare nei processi di raffreddamento presso la Centrale di Brindisi.
- Nel 2013, la Divisione Gas & Power ha conseguito la perdita netta adjusted di €246 milioni con un peggioramento di €719 milioni rispetto al 2012 registrato principalmente dall'attività Mercato a seguito del sostanziale deterioramento dello scenario competitivo i cui effetti sono stati inaspriti dai vincoli di prelievo dei contratti di approvvigionamento long-term.
- Le vendite di gas mondo di 93,17 miliardi di metri cubi hanno registrato un calo del 2,3% rispetto al 2012. Al netto dell'effetto della cessione di Galp, le vendite di gas sono sostanzialmente in linea. La crescita registrata nel mercato domestico (+1,08 miliardi di metri cubi) per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati nei mercati spot e dei maggiori ritiri degli importatori in Italia (+1,94 miliardi di metri cubi) è stata più che compensata dal calo dei volumi commercializzati nei principali mercati europei (-5,61 miliardi di metri cubi, in particolare Benelux, Penisola Iberica e Regno Unito) a causa della contrazione della domanda e della competizione.
- Le vendite di energia elettrica di 35,05 terawattora sono diminuite di 7,53 terawattora rispetto al 2012, pari al 17,7%.
- Nel 2013 gli investimenti tecnici di €232 milioni hanno riguardato essenzialmente il revamping della centrale di cogenerazione di Bolgiano e l'ampliamento della rete di teleriscaldamento ad essa collegata (€39 milioni), le iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€82 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€88 milioni).

➤ Il 27 febbraio 2014 è stato firmato con Statoil un accordo quadro sulla revisione del contratto di fornitura di gas a lungo termine. Le revisioni riguardano anche i prezzi e i volumi gas.

➤ Nel 2013 EniPower, nell'ambito dei progetti Eni nel mondo, ha proseguito nel proprio ruolo di fornitore di know-how tecnologico e specialistico nei settori elettrico e fotovoltaico, coniugando temi di accesso all'energia, ambientali e sociali. In particolare è stato sviluppato lo studio di prefattibilità di una centrale elettrica e delle relative linee di connessione, da ubicare nel nord del Mozambico in prossimità delle zone oggetto di grandi scoperte di gas.

Vendite gas mondo
(miliardi di metri cubi)



Mercato

Eni opera in un mercato dell'energia liberalizzato, nel quale i consumatori possono scegliere liberamente il fornitore di gas, valutare la qualità dei servizi e selezionare le offerte più adatte alle proprie esigenze di consumo. Complessivamente, Eni rifornisce circa 2.600 clienti tra grandi imprese, produttori di energia elettrica, grossisti ed operatori del settore dell'autotrazione. Sono invece circa 8 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese e enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale e circa 2 milioni i clienti nei Paesi europei in cui Eni opera.

In un contesto di mercato caratterizzato da un calo della doman-

da di circa sei punti percentuali sul mercato domestico (sostanzialmente stabile rispetto al 2012 nell'Unione Europea) per effetto della crisi dei consumi in tutti i segmenti di riferimento e da una crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) atte a mitigare gli effetti negativi dell'attuale scenario di riferimento (per maggiori informazioni sul contesto competitivo del settore europeo del gas si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito).

Gas naturale

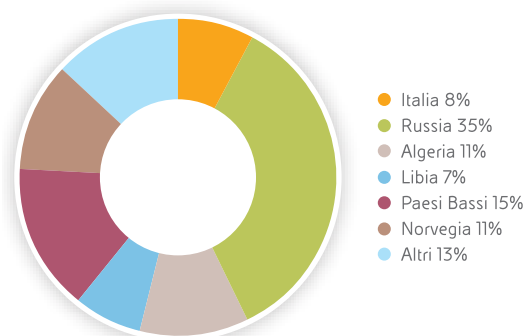
Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 85,67 miliardi di metri cubi con un decremento rispetto al 2012 di 1,02 miliardi di metri cubi, pari al 1,2%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (78,52 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 92% del totale, sono sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (-0,62 miliardi di metri cubi; -0,8%), per effetto dei maggiori ritiri da Russia (+9,76 miliardi di metri cubi) e Paesi Bassi (+1,09 miliardi di metri cubi), completamente compensati dalla riduzione dei volumi approvvigionati in particolare in Algeria (-5,14 miliardi di metri cubi), Norvegia (-2,97 miliardi di metri cubi) e Libia (-0,77 miliardi di metri cubi).

Approvvigionamenti di gas naturale (miliardi di metri cubi)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
ITALIA	7,22	7,55	7,15	[0,40]	[5,3]
Russia	21,00	19,83	29,59	9,76	49,2
Algeria (incluso il GNL)	13,94	14,45	9,31	[5,14]	[35,6]
Libia	2,32	6,55	5,78	[0,77]	[11,8]
Paesi Bassi	11,02	11,97	13,06	1,09	9,1
Norvegia	12,30	12,13	9,16	[2,97]	[24,5]
Regno Unito	3,57	3,20	3,04	[0,16]	[5,0]
Ungheria	0,61	0,61	0,48	[0,13]	[21,3]
Qatar (GNL)	2,90	2,88	2,89	0,01	0,3
Altri acquisti di gas naturale	6,16	5,43	3,63	[1,80]	[33,1]
Altri acquisti di GNL	2,23	2,09	1,58	[0,51]	[24,4]
ESTERO	76,05	79,14	78,52	[0,62]	[0,8]
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	83,27	86,69	85,67	[1,02]	[1,2]
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	1,79	[1,35]	[0,58]	0,77	..
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni	[0,21]	[0,28]	[0,31]	[0,03]	[10,7]
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	84,85	85,06	84,78	[0,28]	[0,3]
Disponibilità per la vendita delle società collegate	9,05	7,53	5,78	[1,75]	[23,2]
Volumi E&P	2,86	2,73	2,61	[0,12]	[4,4]
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	96,76	95,32	93,17	[2,15]	[2,3]

Approvvigionamenti di gas naturale delle società consolidate
(85,67 miliardi di metri cubi)



Gli approvvigionamenti in Italia (7,15 miliardi di metri cubi) sono in lieve calo rispetto al 2012 per effetto del declino dei campi maturi. Nel 2013 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (6,1 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti libici (1,7 miliardi di metri cubi); (iii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (1,5 miliardi di metri cubi); (iv) degli Stati Uniti (1,2 miliardi di metri cubi); (v) di altre aree europee (Croazia per 0,4 miliardi di metri cubi). Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 16 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 17% del totale delle disponibilità per la vendita.

Vendite di gas per entità (miliardi di metri cubi)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate	84,05	84,30	83,60	(0,70)	(0,8)
Italia (inclusi autoconsumi)	34,60	34,66	35,76	1,10	3,2
Resto d'Europa	44,84	44,57	42,30	(2,27)	(5,1)
Extra Europa	4,61	5,07	5,54	0,47	9,3
Vendite delle società collegate (quota Eni)	9,85	8,29	6,96	(1,33)	(16,0)
Italia	0,08	0,12	0,10	(0,02)	(16,7)
Resto d'Europa	8,14	6,45	5,05	(1,40)	(21,7)
Extra Europa	1,63	1,72	1,81	0,09	5,2
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	2,86	2,73	2,61	(0,12)	(4,4)
TOTALE VENDITE GAS MONDO	96,76	95,32	93,17	(2,15)	(2,3)

Vendite di gas per mercato (miliardi di metri cubi)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
ITALIA	34,68	34,78	35,86	1,08	3,1
Grossisti	5,16	4,65	4,58	(0,07)	(1,5)
PSV e borsa	5,24	7,52	10,68	3,16	42,0
Industriali	7,21	6,93	6,07	(0,86)	(12,4)
PMI e terziario	0,88	0,81	1,12	0,31	38,3
Termoelettrici	4,31	2,55	2,11	(0,44)	(17,3)
Residenziali	5,67	5,89	5,37	(0,52)	(8,8)
Autoconsumi	6,21	6,43	5,93	(0,50)	(7,8)
VENDITE INTERNAZIONALI	62,08	60,54	57,31	(3,23)	(5,3)
Resto d'Europa	52,98	51,02	47,35	(3,67)	(7,2)
Importatori in Italia	3,24	2,73	4,67	1,94	71,1
Mercati europei	49,74	48,29	42,68	(5,61)	(11,6)
Penisola Iberica	7,48	6,29	4,90	(1,39)	(22,1)
Germania/Austria	6,47	7,78	8,31	0,53	6,8
Benelux	13,84	10,31	8,68	(1,63)	(15,8)
Ungheria	2,24	2,02	1,84	(0,18)	(8,9)
Regno Unito	4,21	4,75	3,51	(1,24)	(26,1)
Turchia	6,86	7,22	6,73	(0,49)	(6,8)
Francia	7,01	8,36	7,73	(0,63)	(7,5)
Altro	1,63	1,56	0,98	(0,58)	(37,2)
Mercati extra europei	6,24	6,79	7,35	0,56	8,2
E&P in Europa e nel Golfo del Messico	2,86	2,73	2,61	(0,12)	(4,4)
TOTALE VENDITE GAS MONDO	96,76	95,32	93,17	(2,15)	(2,3)

Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale del 2013 sono state di 93,17 miliardi di metri cubi evidenziando un calo del 2,3% rispetto al periodo di confronto. Al netto dell'effetto della cessione di Galp, le vendite di gas sono sostanzialmente in linea. La crescita registrata nel mercato domestico (+1,08 miliardi di metri cubi) per effetto principalmente dei maggiori volumi commercializzati nei mercati spot e dei maggiori ritiri degli importatori in Italia (+1,94 miliardi di metri cubi) è stata più che compensata dal calo dei volumi commercializzati nei principali mercati europei (-5,61 miliardi di metri cubi, in particolare Benelux, Penisola Iberica e Regno Unito) a causa della contrazione della domanda e della competizione.

In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,56 miliardi di metri) per effetto dei maggiori volumi di GNL commercializzati nel Far East, in particolare in Giappone e Corea.

Le vendite dirette del settore Exploration & Production in Nord Europa e Stati Uniti (2,61 miliardi di metri cubi) sono in flessione di 0,12 miliardi di metri cubi per effetto dei minori volumi commercializzati negli Stati Uniti.

GNL

Nel 2013, le vendite di GNL (12,4 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 2,2 miliardi di metri cubi rispetto al 2012. In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power (8,4 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) hanno riguardato principalmente il GNL proveniente dal Qatar, dall'Algeria e dalla Nigeria e commercializzato in Europa, in Sud America e Far East.

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P		11,8	10,5	8,4	(2,1)	(20,0)
Resto d'Europa		9,8	7,6	4,6	(3,0)	(39,5)
Extra Europa		2,0	2,9	3,8	0,9	31,0
Vendite E&P		3,9	4,1	4,0	(0,1)	(2,2)
<i>Terminali:</i>						
Soyo (Angola)				0,1	0,1	..
Bontang (Indonesia)		0,6	0,6	0,5	(0,1)	(16,7)
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,4	0,5	0,6	0,1	22,4
Bonny (Nigeria)		2,5	2,7	2,4	(0,3)	(10,1)
Darwin (Australia)		0,4	0,3	0,4	0,1	21,2
		15,7	14,6	12,4	(2,2)	(15,0)

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica principalmente presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bologno. Nel 2013, la produzione di energia elettrica è stata di 23,03 terawattora con un decremento di 2,64 terawattora rispetto al 2012, pari al 10,3%. Al 31 dicembre 2013, la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (5,3 gigawatt al 31 dicembre 2012). L'attività di commercializzazione a completamento delle disponibilità di energia elettrica di 12,02 terawattora ha subito una notevole riduzione (-28,9%) a causa dei minori acquisti effettuati sul mercato.

Vendite di energia elettrica

Nel 2013 le vendite di energia elettrica (35,05 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (82%), siti industriali (9%), borsa elettrica (6%) e altro (3%).

Il calo del 17,7% rispetto al 2012 è dovuto essenzialmente ai minori volumi scambiati sulla borsa elettrica e alle minori vendite ai grossisti che hanno assorbito l'impatto positivo dell'incremento delle vendite ai clienti retail.

		2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	5.008	5.206	4.635	(571)	(11,0)
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	528	462	449	(13)	(2,8)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	25,23	25,67	23,03	(2,64)	(10,3)
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	14.401	12.603	10.099	(2.504)	(19,9)

Disponibilità di energia elettrica	(terawattora)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		25,23	25,67	23,03	(2,64)	(10,3)
Acquisti di energia elettrica ^(a)		15,05	16,91	12,02	(4,89)	(28,9)
		40,28	42,58	35,05	(7,53)	(17,7)
Mercato libero		27,25	31,84	28,73	(3,11)	(9,8)
Borsa elettrica		8,67	6,10	1,96	(4,14)	(67,9)
Siti		3,23	3,30	3,31	0,01	0,3
Altro ^(a)		1,13	1,34	1,05	(0,29)	(21,6)
Vendite di energia elettrica		40,28	42,58	35,05	(7,53)	(17,7)

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

Nel 2013, nell'ambito dell'attività di vendita di gas naturale ed energia elettrica, Eni, al fine di meglio pianificare le azioni commerciali e presidiare le tecnologie volte al miglioramento dell'efficienza energetica, ha proseguito con ottimi risultati lo sviluppo del sistema proprietario **"kassandra meteo forecast"** (e-kmf®) di previsione della temperatura dal breve al lungo termine (da 1 a 90 giorni) su macroaree geografiche europee (Italia, Belgio, Germania e Francia) e la fruizione operativa sulle centrali EniPower e le principali città italiane.

Nel corso dell'esercizio è proseguito lo sviluppo tecnologico del sistema proprietario **"vibroacoustic pipeline monitoring system"** (e-vpms®) per il monitoraggio continuo da remoto basato su modelli di propagazione vibro-acustica in condotte per il trasporto di fluidi in pressione (gas naturale, acqua, olio e prodotti raffinati) in condizioni operative variabili.

Investimenti tecnici

Nel 2013 gli investimenti tecnici di €232 milioni hanno riguardato essenzialmente il revamping della centrale di cogenerazione di Bolgiano e l'ampliamento della rete di teleriscaldamento e ad essa collegata (€39

milioni), le iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€82 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€88 milioni).

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Mercato		184	212	209	(3)	(1,4)
Mercato		97	81	88	7	8,6
Italia		45	43	42	(1)	(2,3)
Estero		52	38	46	8	21,1
Generazione elettrica		87	131	121	(10)	(7,6)
Trasporto internazionale		8	13	23	10	76,9
		192	225	232	7	3,1
di cui:						
Italia		132	174	163	(11)	(6,3)
Estero		60	51	69	18	35,3

Refining & Marketing

Principali indicatori di performance

		2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,96	1,08	0,31
Indice di frequenza infortuni contrattisti		3,21	2,32	1,68
Ricavi della gestione caratteristica ^[a]	(€ milioni)	51.219	62.656	57.329
Utile operativo		(273)	(1.296)	(1.517)
Utile operativo adjusted		(539)	(321)	(482)
Utile netto adjusted		(264)	(179)	(232)
Investimenti tecnici		866	842	619
Lavorazioni in conto proprio	(milioni di tonnellate)	31,96	30,01	27,38
Grado di conversione del sistema	(%)	61	61	62
Capacità bilanciata delle raffinerie	(migliaia di barili/giorno)	767	767	787
Vendite di prodotti petroliferi rete Europa	(milioni di tonnellate)	11,37	10,87	9,69
Stazioni di servizio rete Europa a fine periodo	(numero)	6.287	6.384	6.386
Erogato medio per stazioni di servizio rete Europa	(migliaia di litri)	2.206	2.064	1.828
Grado di efficienza della rete	(%)	1,50	1,48	1,28
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	7.591	7.125	6.942
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	7,24	6,03	5,18
Emissioni di SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq)	23,07	16,99	10,80
Emissioni di NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO ₂ eq)	6,74	5,87	4,51
Prelievi idrici (raffinerie)/lavorazioni di greggio e semilavorati	(metri cubi/tonnellate)	31,03	25,43	19,98
Carburanti immessi sul mercato contenenti biocarburanti	(milioni di tonnellate)	13,26	14,83	10,84
Indice di soddisfazione clienti	(scala likert)	7,74	7,90	8,10

[a] Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

- Gli indici infortunistici del 2013 sono in diminuzione rispetto all'anno precedente (rispettivamente -71,4% l'indice di frequenza dei dipendenti e -27,5% quello dei contrattisti).
- Proseguono i trend in riduzione delle emissioni di GHG, SO_x e NO_x, per effetto delle minori lavorazioni del periodo, dei benefici delle iniziative di energy saving nonché del maggior utilizzo di gas naturale in sostituzione dell'olio combustibile.
- In miglioramento la gestione della risorsa idrica, con una riduzione dell'intensità idrica delle raffinerie di oltre il 21%.
- Nel 2013 la Divisione Refining & Marketing ha ampliato la perdita netta adjusted a €232 milioni (€179 milioni nello scorso esercizio). Tale performance riflette il crollo del margine di raffinazione a causa della debole domanda di prodotti raffinati e dell'eccesso di capacità, i cui effetti sono stati amplificati dal restringimento dello spread dei greggi pesanti rispetto al marker Brent a causa della riduzione dell'offerta nell'area Mediterraneo. L'andamento negativo dello scenario è stato attenuato dalle misure di efficienza e di ottimizzazione. I risultati dell'attività Marketing sono stati penalizzati dalla contrazione dei consumi di carburanti e dall'inasprirsi della pressione competitiva.
- Nel 2013 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 27,38 milioni di tonnellate in diminuzione dell'8,8% rispetto al 2012. In Italia la flessione del 9,4% dei volumi processati riflette principalmente l'effetto della fermata programmata della Raffineria di Venezia per la sua riconversione in Green Refinery nonché presso tutti i restanti impianti per la rimodulazione degli assetti produttivi in relazione all'andamento dei margini di raffinazione. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono diminuite del 5,9% in particolare in Repubblica Ceca.
- Le vendite rete in Italia di 6,64 milioni di tonnellate sono diminuite del 15,2% nel 2013, per effetto del quadro congiunturale recessivo caratterizzato inoltre da crescente pressione competitiva. La quota di mercato media del 2013 è del 27,5% in calo di 3,7 punti percentuali rispetto al 2012 che beneficiava dell'iniziativa "riparti con eni".

- Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 3,05 milioni di tonnellate sono sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (+0,3%) per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Germania e Austria, quasi completamente compensati dalle minori vendite in Repubblica Ceca e Ungheria.
- Gli investimenti tecnici di €619 milioni hanno riguardato l'attività di raffinazione, supply e logistica (€444 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché nel marketing, la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€175 milioni).
- Nel 2013 la spesa complessiva in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa €33 milioni, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno sono state depositate 6 domande di brevetto.

Ristrutturazione e rilancio della Raffineria di Gela

Nel luglio 2013 Eni ha annunciato il progetto di ristrutturazione e rilancio della Raffineria di Gela con un investimento di €700 milioni al fine di rendere più competitivo l'impianto in funzione della mutevolezza delle condizioni di mercato, economicamente solido nonché maggiormente eco-compatibile e attento al territorio. A regime, a completamento di un nuovo assetto industriale e organizzativo già avviato nel 2013, la Raffineria di Gela consentirà di generare utili con produzioni più adeguate alle esigenze di mercato (massimizzazione della produzione di diesel e interruzione della produzione di benzine e polietilene) recuperando nel contempo affidabilità, flessibilità ed efficienza operativa.

Smart Mobility

Nell'ambito dello sviluppo di prodotti e servizi per la mobilità sostenibile, Eni ha lanciato a Milano, a fine dicembre 2013, il servizio di car sharing free floating "Enjoy", un'iniziativa realizzata in partnership commerciale con importanti player nazionali (Fiat, Trenitalia e Cartasi). Tale servizio permette il prelievo e il rilascio del mezzo in qualsiasi punto dell'area di copertura del servizio e apre di fatto una nuova alternativa economica, sostenibile e efficiente al possesso dell'auto. La fruizione del car sharing è semplice e completamente on line, le tariffe sono "all inclusive" e concorrenziali rispetto ai competitor. Nell'ambito della strategia di sviluppo del business Enjoy è prevista l'estensione del servizio ad altri importanti centri urbani nazionali ed esteri nonché lo sviluppo di altri prodotti e servizi innovativi legati alla mobilità.

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2013 sono state acquistate 65,96 milioni di tonnellate di petrolio (62,21 milioni di tonnellate nel 2012), di cui 26,15 milioni di tonnellate dal settore Exploration & Production, 25,27 milioni di tonnellate sul mercato spot e 14,54 milioni di tonnellate dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 26% dalla Russia, 19% dall'Africa Occidentale, 14% dal Mare del Nord, 12% dall'Africa Settentrionale, 6% dal Medio Oriente, 6% dall'Italia e 17% da altre aree. Sono

state commercializzate 43,96 milioni di tonnellate di petrolio, in aumento del 20,2% rispetto al 2012 (+7,40 milioni di tonnellate). Sono state acquistate 5,31 milioni di tonnellate di semilavorati (4,53 milioni di tonnellate nel 2012) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 17,79 milioni di tonnellate di prodotti (20,52 milioni di tonnellate nel 2012) destinati alla vendita sui mercati esteri (13,73 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (4,06 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

Acquisti	(milioni di tonnellate)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Greggi equity						
Produzione Eni estero		24,29	23,57	22,46	(1,11)	(4,7)
Produzione Eni nazionale		3,35	3,35	3,69	0,34	10,1
		27,64	26,92	26,15	(0,77)	(2,9)
Altri greggi						
Acquisti spot		20,44	24,95	25,27	0,32	1,3
Contratti a termine		10,94	10,34	14,54	4,20	40,6
		31,38	35,29	39,81	4,52	12,8
Totale acquisti di greggi						
		59,02	62,21	65,96	3,75	6,0
Acquisti di semilavorati		4,26	4,53	5,31	0,78	17,2
Acquisti di prodotti		15,85	20,52	17,79	(2,73)	(13,3)
TOTALE ACQUISTI		79,13	87,26	89,06	1,80	2,1
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,89)	(0,75)	(0,55)	0,20	26,7
Altre variazioni ^(a)		(1,12)	(1,63)	(1,06)	0,57	35,0
		77,12	84,88	87,45	2,57	3,0

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

Raffinazione

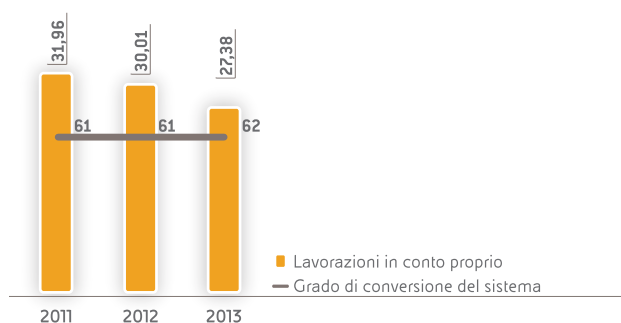
Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2013 sono state di 27,38 milioni di tonnellate con una diminuzione dell'8,8% rispetto al 2012 (-2,63 milioni di tonnellate). In Italia la flessione dei volumi processati (-9,4%) riflette principalmente l'effetto della fermata per riconversione a "Green Refinery" della Raffineria di Venezia nonché presso tutti i restanti impianti per la rimodulazione degli assetti produttivi in relazione all'andamento dei margini di raffinazione. All'estero le lavorazioni in conto proprio di 4,82 milioni di tonnellate sono diminuite del 5,9% (pari a circa 302 mila tonnellate) per effetto principalmente della fermata totale di Kralupy in Repubblica

Ceca per manutenzione e delle minori lavorazioni al fine di attenuare l'impatto negativo dei margini di lavorazione.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 18,99 milioni di tonnellate, in diminuzione di 1,85 milioni di tonnellate (-8,9%) rispetto al 2012, determinando un tasso di utilizzo del 66%, in diminuzione di 6 punti percentuali rispetto al 2012 coerentemente con l'andamento negativo dello scenario. Il 23,7% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in aumento di 0,9 punti percentuali rispetto al 2012 (22,8%).

Disponibilità di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
ITALIA					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	22,75	20,84	18,99	(1,85)	(8,9)
Lavorazioni in conto terzi	(0,49)	(0,47)	(0,57)	(0,10)	(21,3)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	4,74	4,52	4,14	(0,38)	(8,4)
Lavorazioni in conto proprio	27,00	24,89	22,56	(2,33)	(9,4)
Consumi e perdite	(1,55)	(1,34)	(1,23)	0,11	8,2
Prodotti disponibili da lavorazioni	25,45	23,55	21,33	(2,22)	(9,4)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	3,22	3,35	4,42	1,07	31,9
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(1,77)	(2,36)	(1,85)	0,51	21,6
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,89)	(0,75)	(0,55)	0,20	26,7
Prodotti venduti	26,01	23,79	23,35	(0,44)	(1,8)
ESTERO					
Lavorazioni in conto proprio	4,96	5,12	4,82	(0,30)	(5,9)
Consumi e perdite	(0,23)	(0,23)	(0,22)	0,01	4,3
Prodotti disponibili da lavorazioni	4,73	4,89	4,60	(0,29)	(5,9)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte	12,51	17,29	13,69	(3,60)	(20,8)
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	1,77	2,36	1,85	(0,51)	(21,6)
Prodotti venduti	19,01	24,54	20,14	(4,40)	(17,9)
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero	31,96	30,01	27,38	(2,63)	(8,8)
<i>di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity</i>	<i>6,54</i>	<i>6,39</i>	<i>5,93</i>	<i>(0,46)</i>	<i>(7,2)</i>
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	45,02	48,33	43,49	(4,84)	(10,0)
Vendite di greggi	32,10	36,56	43,96	7,40	20,2
TOTALE VENDITE	77,12	84,89	87,45	2,56	3,0

Lavorazioni in conto proprio e grado di conversione delle raffinerie (milioni di tonnellate)



Nel corso dell'anno è stato avviato l'impianto industriale di conversione residui **EST (Eni Slurry Technology)** presso la Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi. La tecnologia EST, a differenza delle

tecnologie di raffinazione attualmente disponibili, non produce sottoprodotti ma converte interamente la carica a distillati e valorizza i residui di distillazione di greggi pesanti ed extrapesanti nonché le risorse non convenzionali. È in corso, inoltre, un'attività di valutazione di eventuale licensing out di tale tecnologia presso alcune Oil Companies interessate all'utilizzo di EST nelle proprie raffinerie o per la valorizzazione di riserve di greggi pesanti. Nel frattempo proseguono gli studi per sviluppare la tecnologia di conversione **Slurry Dual-Catalyst** (evoluzione del processo EST), che prevede la combinazione di due distinti catalizzatori con lo scopo di migliorare le prestazioni in termini di qualità dei prodotti e di riduzione dei costi. Presso lo stesso impianto è in corso la realizzazione industriale dell'impianto di reforming con la tecnologia innovativa **Hydrogen SCT-CPO** (Short Contact Time - Catalytic Partial Oxidation) con produzione di gas di sintesi (monossido di carbonio e idrogeno) da idrocarburi gassosi e liquidi (anche derivati da biomasse).

Nel corso dell'anno si è inoltre avviato il progetto industriale "Green Refinery" che porta la Raffineria di Venezia ad essere il primo esempio al mondo di conversione di una raffineria convenzionale in una bioraffineria. I lavori di riconfigurazione sono iniziati nel mese di settembre 2013 e si protrarranno fino a marzo 2014, quando è previsto l'avviamento della nuova bioraffineria. Per realizzare questo progetto Eni ha fatto uso di un suo brevetto che ha permesso lo sviluppo industriale della tecnologia **Ecofining**, sviluppata in partnership con l'americana UOP.

È proseguito nel corso dell'anno lo sviluppo di tecnologie volte a migliorare l'impatto ambientale dell'attività di raffinazione e a generare prodotti sempre più ecosostenibili. Tra le attività più rilevanti si segnalano:

- lo sviluppo del sistema catalitico proprietario di idrotrattamento/dearomatizzazione dei gasoli **T-Sand** che consente di otte-

nere gasolio di alta qualità, con bassi poliaromatici e ridotta emissione di particolato;

- gli studi sulla nuova tecnologia di valenza ambientale **Zero Waste**, che consente di ridurre i fanghi industriali di raffineria attraverso un processo di pirolisi/gassificazione e inertizzazione. Considerata la valenza del progetto si procederà nei prossimi mesi alla realizzazione del primo prototipo da 2 t/h presso la Raffineria di Gela;
- i test svolti presso l'impianto pilota di Gela inerenti progetto **Biodiesel** da microalghe. In particolare sono stati individuati e testati ceppi performanti sia ad alta temperatura (periodo estivo) che a bassa temperatura (periodo invernale) e sono stati conseguiti progressi per un processo innovativo di estrazione lipidica; è stata avviata la sperimentazione per l'upgrading dei lipidi ottenuti, con lo scopo di acquisire un olio idoneo al trattamento in impianto con tecnologia GreenDiesel.

Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero (milioni di tonnellate)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Rete	8,36	7,83	6,64	(1,19)	(15,2)
Extrarete	9,36	8,62	8,37	(0,25)	(2,9)
Petrolchimica	1,71	1,26	1,32	0,06	4,8
Altre vendite	6,58	6,08	7,01	0,93	15,3
Vendite in Italia	26,01	23,79	23,34	(0,45)	(1,9)
Rete Resto d'Europa	3,01	3,04	3,05	0,01	0,3
Extrarete Resto d'Europa	3,84	3,96	4,23	0,27	6,8
Extrarete mercati extra europei	0,43	0,42	0,43	0,01	2,4
Altre vendite	11,73	17,12	12,44	(4,68)	(27,3)
Vendite all'estero	19,01	24,54	20,15	(4,39)	(17,9)
VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI IN ITALIA E ALL'ESTERO	45,02	48,33	43,49	(4,84)	(10,0)

Distribuzione di prodotti petroliferi

Nel 2013 le vendite di prodotti petroliferi (43,49 milioni di tonnellate) sono diminuite di 4,84 milioni di tonnellate rispetto al 2012, pari al 10%, per effetto principalmente dei minori volumi venduti a società petrolifere e trader all'estero.

Vendite rete Italia

Nel 2013, le vendite sulla rete in Italia (6,64 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2012 (circa 1,19 milioni tonnellate, -15,2%) per effetto della contrazione dei consumi di gasolio e benzina, in particolare nel segmento autostradale penalizzato dalla riduzione congiunturale del trasporto merci nonché per la maggiore pressione competitiva. L'erogato medio riferito a benzina e gasolio (1.657 mila litri) ha registrato una diminuzione di circa 318 mila litri rispetto al 2012. La quota di mercato media del 2013 è del 27,5% in diminuzione di 3,7 punti percentuali rispetto al 2012 che beneficiava dell'effetto positivo dell'iniziativa "riparti con eni".

Al 31 dicembre 2013 la rete di distribuzione in Italia è costituita da 4.762 stazioni di servizio con un decremento di 18 unità rispetto al 31 dicembre 2012 (4.780 stazioni di servizio) per effetto del saldo negativo tra chiusure/abbandoni di impianti a basso erogato (51 unità), del mancato rinnovo di una concessione autostradale, parzialmente compensato dal saldo positivo tra

stipule/risoluzioni di contratto di convenzionamento (34 unità). Con riferimento all'iniziativa promozionale "you&eni", il programma di fidelizzazione della base clienti lanciato nel febbraio 2010 con durata quinquennale, le carte che nel 2013 hanno effettuato almeno una transazione sono circa 2,8 milioni di cui circa un milione rappresentato dalle carte consumer di pagamento e loyalty. Il volume venduto a clienti che hanno usufruito dell'accumulo punti con le card è stato pari a circa il 37% dell'erogato complessivo della rete al netto della modalità iperself che non prevede l'accumulo di punti.

Nel 2013 le vendite nel segmento premium (carburanti della linea "eni blu+" caratterizzati da migliori prestazioni e da un ridotto impatto ambientale), hanno risentito della contrazione dei consumi nazionali e dell'elevato livello dei prezzi, registrando volumi in flessione rispetto all'anno precedente. In particolare le vendite di eni bludiesel+ sono state di circa 231 mila tonnellate (circa 278 milioni di litri) in diminuzione di 61 mila tonnellate rispetto allo scorso anno e hanno rappresentato il 5,3% dei volumi di gasolio commercializzati da Eni sulla rete. Al 31 dicembre 2013 le stazioni di servizio che hanno commercializzato eni bludiesel+ sono state 3.909 (4.123 a fine 2012) pari a circa l'82% del totale. Le vendite di eni blusuper+ sono state di circa 30 mila tonnellate (circa 41 milioni di litri), in diminuzione di 4 mila tonnellate rispetto al 2012; l'incidenza (pari all'1,6%) sui volumi di benzina commercializzati da Eni sulla rete, si mantie-

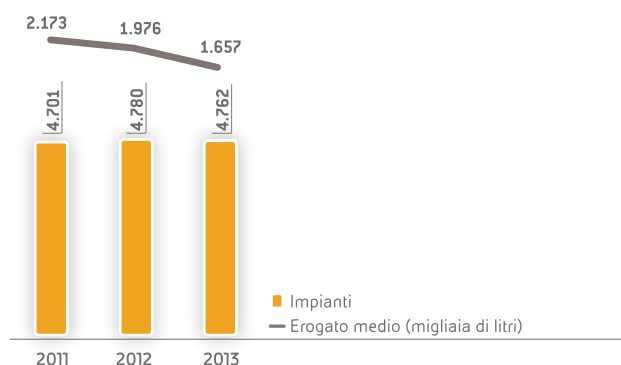
ne sostanzialmente in linea rispetto allo scorso esercizio.

Al 31 dicembre 2013 le stazioni di servizio che hanno commercializzato eni blusuper+ sono state 2.171 (2.505 a fine 2012), pari a circa il 46% del totale.

Nel corso del 2013 sono stati consolidati i risultati raggiunti nell'ambito dello sviluppo di **innovativi bio-carburanti e nuovi pacchetti di additivi** con detergenti proprietari che conferiscono a benzina e gasolio migliori prestazioni di detergenza "keep clean".

Vendite per prodotto/canale	(milioni di tonnellate)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Italia		17,72	16,45	15,01	(1,44)	(8,8)
Vendite rete		8,36	7,83	6,64	(1,19)	(15,2)
Benzina		2,60	2,41	1,96	(0,45)	(18,7)
Gasolio		5,45	5,08	4,33	(0,75)	(14,8)
GPL		0,29	0,31	0,32	0,01	3,2
Altri prodotti		0,02	0,03	0,03		
Vendite extrarete		9,36	8,62	8,37	(0,25)	(2,9)
Gasolio		4,18	4,07	4,09	0,02	0,5
Oli combustibili		0,46	0,33	0,24	(0,09)	(27,3)
GPL		0,31	0,30	0,30		
Benzina		0,19	0,20	0,25	0,05	25,0
Lubrificanti		0,10	0,09	0,09		
Bunker		1,26	1,19	1,00	(0,19)	(16,0)
Jet fuel		1,65	1,56	1,58	0,02	1,3
Altri prodotti		1,21	0,88	0,82	(0,06)	(6,8)
Estero (rete + extrarete)		7,28	7,42	7,71	0,29	3,9
Benzina		1,79	1,81	1,73	(0,08)	(4,4)
Gasolio		3,82	3,96	4,23	0,27	6,8
Jet fuel		0,49	0,44	0,51	0,07	15,9
Oli combustibili		0,23	0,19	0,22	0,03	15,8
Lubrificanti		0,10	0,09	0,10	0,01	11,1
GPL		0,50	0,52	0,51	(0,01)	(1,9)
Altri prodotti		0,35	0,41	0,41		
		25,00	23,87	22,72	(1,15)	(4,8)

Stazioni di servizio in Italia ed erogato medio
(numero)



Vendite rete Resto d'Europa

Le vendite Rete nel resto d'Europa pari a 3,05 milioni di tonnellate sono sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (+0,3%; +10 mila tonnellate) per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Germania e Austria, compensati quasi completamente dalle minori vendite in Repubblica Ceca e Ungheria.

Al 31 dicembre 2013 la rete di distribuzione nel Resto d'Europa è costituita da 1.624 stazioni di servizio con un aumento di 20 unità rispetto al 31 dicembre 2012 (1.604 stazioni di servizio). L'evoluzione della rete ha visto: (i) la chiusura di 25 impianti a basso erogato, principalmente in Francia; (ii) il saldo positivo

di 26 unità tra stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento, in particolare in Germania e Austria; (iii) l'acquisto di 18 impianti principalmente in Francia e Germania; (iv) l'apertura di un nuovo punto vendita.

L'erogato medio (2.322 mila litri) è sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (2.319 mila litri).

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite extrarete in Italia di 8,37 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione di circa 253 mila tonnellate, pari al 2,9% per effetto delle minori vendite di bunkeraggi e bitumi a causa del calo della domanda, quasi integralmente compensate dai maggiori volumi commercializzati di oli combustibili e prodotti minori. La quota di mercato extrarete media nel 2013 è del 28,8% (29,5% nel 2012). Le vendite al settore Chimica (1,32 milioni di tonnellate) hanno registrato un leggero aumento rispetto al 2012 (+62 mila tonnellate) riferibile alle maggiori forniture di feedstock.

Le vendite extrarete nel Resto d'Europa, pari a 4,23 milioni di tonnellate, sono cresciute del 6,8% rispetto al 2012, per effetto essenzialmente delle maggiori vendite in Slovenia e Francia. In calo le vendite in Austria. Le altre vendite (19,45 milioni di tonnellate) sono diminuite di 3,75 milioni di tonnellate, pari al 16,2% per effetto delle minori vendite ad altre società petrolifere.

Nell'ambito dello sviluppo dei **bitumi** le attività hanno riguardato la produzione di **bitume per membrane impermeabilizzanti**, al

fine di incrementare la presenza Eni in mercati più remunerativi. Nell'ambito dei **bitumi modificati**, è stato concluso lo studio di fattibilità per la realizzazione di un impianto di produzione di bitume in lastre (**RIGEBIT**) di significativa valenza ambientale dal punto di vista applicativo e con buone prospettive commerciali. Relativamente ai **lubrificanti**, nel 2013 sono stati qualificati tre nuovi oli in ambito trazione benzina e quattro nuovi prodotti di elevato livello prestazionale nel settore degli oli trazione diesel. Per quanto riguarda i **lubrificanti industria** è proseguita l'attività collaborativa Eni-General Electric su due nuovi lubrificanti industriali per turbomacchine ad alte prestazioni, con elevate caratteristiche "energy saving".

Investimenti tecnici

Nel 2013, gli investimenti tecnici del settore di €619 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione, supply e di logistica in Italia e all'estero (€444 milioni), finalizzati essenzialmente al miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (€107 milioni) e nel Resto d'Europa (€68 milioni). Complessivamente nel 2013 gli investimenti in salute, sicurezza e ambiente sono stati di €105 milioni.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Raffinazione, supply e logistica		638	622	444	(178)	(28,6)
Italia		635	618	444	(174)	(28,2)
Estero		3	4		(4)	..
Marketing		228	220	175	(45)	(20,5)
Italia		168	163	107	(56)	(34,4)
Estero		60	57	68	11	19,3
		866	842	619	(223)	(26,5)

Principali indicatori di performance

		2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	1,47	0,76	0,76
Indice di frequenza infortuni contrattisti		4,60	1,67	0,30
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	6.491	6.418	5.859
<i>Intermedi</i>		<i>2.987</i>	<i>3.050</i>	2.709
<i>Polimeri</i>		<i>3.299</i>	<i>3.188</i>	2.933
<i>Altri ricavi</i>		<i>205</i>	<i>180</i>	217
Utile operativo		(424)	(681)	(725)
Utile operativo adjusted		(273)	(483)	(386)
Utile netto adjusted		(206)	(395)	(338)
Investimenti tecnici		216	172	314
Produzioni	(migliaia di tonnellate)	6.245	6.090	5.817
Vendite di prodotti petrolchimici		4.040	3.953	3.785
Tasso di utilizzo medio degli impianti	(%)	65,3	66,7	65,3
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	5.804	5.668	5.708
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	4,12	3,69	3,66
Emissioni NMVOC (Non-Methan Volatile Organic Compounds)	(migliaia di tonnellate)	4,18	4,40	3,93
Emissioni SO _x (ossidi di zolfo)	(migliaia di tonnellate di SO ₂ eq)	3,17	2,19	1,53
Emissioni NO _x (ossidi di azoto)	(migliaia di tonnellate di NO ₂ eq)	4,14	3,43	3,29
Tasso di riutilizzo dell'acqua dolce	(%)	81,9	81,6	86,2

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

- Nel corso del 2013 l'indice di frequenza infortuni dei contrattisti ha proseguito il trend di miglioramento, segnando una riduzione dell'81,9% rispetto al 2012. Invariato rispetto al 2012 l'indice di frequenza relativo ai dipendenti.
- Nel 2013 le emissioni di gas serra e le altre emissioni in atmosfera evidenziano un miglioramento rispetto al 2012 a seguito dell'interruzione della produzione presso il sito di Porto Torres in fase di conversione. Ulteriori riduzioni sono state registrate in particolare presso Mantova per gli NO_x e i NMVOC e presso Dunkerque per gli SO_x e i NMVOC. In miglioramento il tasso di riutilizzo dell'acqua dolce che sale all'86,2%.
- Nel 2013 il settore ha registrato una perdita netta adjusted di €338 milioni con un miglioramento di €57 milioni rispetto al 2012, dovuto alla circostanza che i margini sul cracker registrarono un crollo nella prima metà del 2012.
- Le vendite di prodotti petrolchimici di 3.785 mila tonnellate sono diminuite di 168 mila tonnellate rispetto al 2012 (-4,2%) a causa del calo dei consumi.
- Le produzioni di 5.817 mila tonnellate sono diminuite di 273 mila tonnellate (-4,5%) per effetto della debolezza della domanda in tutti i segmenti. In particolare, le riduzioni più significative riguardano gli elastomeri e il polietilene.
- Nel 2013 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €39 milioni in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 10 domande di brevetto, di cui una congiuntamente con E&P.

Iniziative di sviluppo e sostenibilità

- Nell'ambito della strategia di espansione nel settore delle bioplastiche e diversificazione dalla chimica di base, Versalis ha definito partnership strategiche con primari operatori nel campo delle biotecnologie e delle gomme:

- con Genomatica, per la costituzione di una joint venture tecnologica per la produzione di butadiene da biomassa proveniente da colture non-food. La joint venture sarà proprietaria della tecnologia oggetto dell'accordo in esclusiva per Europa, Asia e Africa. Versalis investirà oltre \$20 milioni per lo sviluppo della tecnologia di processo e intende avvalersi per prima del diritto di utilizzo della licenza e costruire i relativi impianti commerciali;
 - con Pirelli, con la firma di un Memorandum of Understanding per l'avvio di un progetto di ricerca relativo all'utilizzo della gomma naturale da guayule nella produzione di pneumatici;
 - con Yulex Corporation, azienda produttrice di biomateriali a base agricola, per l'avvio di un progetto per la produzione di biogomma e per la realizzazione di un complesso produttivo industriale nel Sud Europa. L'accordo interesserà l'intera catena produttiva. Versalis realizzerà materiali per diverse applicazioni con l'obiettivo finale di ottimizzare il processo produttivo per l'industria dei pneumatici;
 - con la società sudcoreana Lotte Chemical attraverso la costituzione di una joint venture paritaria e con la compagnia malese Petronas tramite la definizione di uno shareholder agreement. Gli accordi riguardano lo sviluppo di attività produttive congiunte nei business degli stirenici e degli elastomeri nell'ambito del processo di espansione nei mercati in crescita del sud-est asiatico;
 - con Neville Venture ha siglato un accordo di partnership strategica per la produzione di resine idrocarburiche da realizzarsi presso lo stabilimento di Priolo e ha finalizzato un accordo di licenza relativo alla produzione di resine destinate a settori applicativi specialistici come quelli degli adesivi, degli inchiostri, delle vernici e delle gomme;
 - con Elevance Renewable Sciences Inc, società chimica americana specializzata nei prodotti ad alto valore aggiunto ottenuti da oli vegetali, attraverso un Protocollo d'Intesa (MoU) per l'avvio di una partnership strategica finalizzata allo sviluppo e all'industrializzazione di una nuova tecnologia per produzioni da oli vegetali, per sviluppare e industrializzare nuovi catalizzatori. Le future produzioni saranno destinate a settori applicativi ad alto valore aggiunto quali cura della persona, detergenti, bio-lubrificanti e prodotti chimici per l'industria petrolifera.
- Nell'ambito della Chimica Verde sono proseguite le attività per la riqualificazione del polo di Porto Torres, volto a sostituire le attività tradizionali del sito con attività che rappresentano elevate prospettive di sviluppo futuro, realizzando produzioni ad elevata biodegradabilità e/o realizzati con materie prime ottenute da fonti rinnovabili. Nel corso del 2013 Versalis ha completato gli interventi di ristrutturazione e di riassetto delle reti di distribuzione e degli stoccaggi destinate agli impianti Matrica.
- Nel febbraio 2014 Versalis ha raggiunto un'importante intesa sull'avvio del progetto di trasformazione e rilancio del sito di Porto Marghera con l'obiettivo di ridisegnarne l'assetto produttivo e recuperare competitività. Il programma prevede investimenti per circa €200 milioni che verranno indirizzati sia all'ottimizzazione dell'impianto di cracking e riassetto utilities, con significativi saving energetici, sia alla nuova iniziativa di Chimica Verde.
- Nel 2013, nell'ambito della Product Stewardship, è stata realizzata una specifica piattaforma informatica, Athos (Advanced tool for the handling of substances), che raccoglie tutte le informazioni propedeutiche ad una gestione sicura, per i lavoratori e per l'ambiente, dei prodotti chimici sintetizzati e utilizzati negli stabilimenti di Versalis.

Vendite – produzioni – prezzi

Nel 2013 le **vendite** (3.785 mila tonnellate) sono diminuite di 168 mila tonnellate rispetto al 2012 (-4,2%) a causa principalmente della debolezza della domanda che riflette l'impatto negativo della recessione economica in atto nei principali mercati di riferimento. Le flessioni più significative sono state registrate negli elastomeri (-9,7%) e negli intermedi (-4,2%). Riduzioni minori sono state riscontrate nel business del polietilene (-3%) e degli stirenici (2,9%). I **prezzi medi unitari** sono stati complessivamente inferiori del 3,2% rispetto al 2012, con trend differenziati nei vari business: i prezzi delle olefine risentono del forte calo delle quotazioni del butadiene (-23%) per la crisi dei consumi europei, in aumento i prezzi medi degli stirenici (+7,5%). Miglioramenti meno significativi hanno riguardato i prezzi medi dei derivati (+1,4%), e del polietilene (+1,1%). Le **produzioni** ammontano a 5.817 mila tonnellate (-273 mila tonnellate, pari al -4,5% rispetto al 2012) per effetto principalmente del calo registrato nel busi-

ness degli elastomeri (-11%). Più contenute le riduzioni negli stirenici (-2,8%), nel polietilene (-6%) e negli intermedi (-3,7%). Le principali flessioni produttive si sono registrate presso l'impianto di Priolo (-8,4%) per effetto della fermata programmata dell'impianto olefine cracking e quella definitiva dell'impianto di polietilene, di Ragusa (-12,5%) per minori volumi di polietilene e Dunkerque (-5,3%) per la debolezza del mercato di polietilene nonché per la fermata programmata nel secondo semestre 2013. Tali decrementi sono stati parzialmente compensati dalle maggiori produzioni registrate presso il sito di Sarroch (+11,6%), che nel 2012 aveva risentito della fermata per manutenzione programmata, nonché per le maggiori produzioni di benzene e xiloli.

La **capacità produttiva nominale** si è ridotta per effetto di attività di razionalizzazione eseguite nel corso del periodo con un tasso di utilizzo medio degli impianti, calcolato sulla capacità nominale, che è risultato pari al 65,3% (66,7% quello del 2012).

Disponibilità di prodotti	(migliaia di tonnellate)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Intermedi		4.101	3.595	3.462	(133)	(3,7)
Polimeri		2.144	2.495	2.355	(140)	(5,6)
Produzioni		6.245	6.090	5.817	(273)	(4,5)
Consumi e perdite		(2.631)	(2.545)	(2.394)	151	(5,9)
Acquisti e variazioni rimanenze		426	408	362	(46)	(11,3)
		4.040	3.953	3.785	(168)	(4,2)

Andamento per business

Intermedi

I ricavi degli intermedi (€2.709 milioni) sono diminuiti di €341 milioni rispetto al 2012 (-11,2%), a causa essenzialmente della riduzione dei volumi venduti (-4,2%) e dei prezzi medi unitari (-1,9%) con trend differenziati nei vari business: nelle olefine sono diminuiti i volumi venduti di etilene (-4%) per effetto della fermata programmata a Priolo e per i minori consumi, con prezzi di poco inferiori allo scorso anno, mentre in forte calo i volumi di butadiene (-38%) per la sofferenza del mercato degli elastomeri e della crisi dei consumi che ha ridotto i prezzi medi del 23%. Nel business aromatici alla riduzione delle quantità vendute di benzene (-7,4%) si contrappone l'incremento dei volumi di xileni (+7,5%), con prezzi medi complessivamente stabili. In calo i ricavi dei derivati che, a fronte di un aumento dell'1,4% dei prezzi medi, registrano minori volumi venduti di fenolo/derivati (-3,6%) per minore disponibilità di prodotto a seguito della fermata programmata nel sito di Mantova.

Le produzioni di intermedi (3.462 mila tonnellate) sono in diminuzione rispetto allo scorso anno (-133 mila tonnellate; -3,7%). In riduzione volumi prodotti di olefine (-5,7%) e derivati (-2,4%)

a seguito del minor utilizzo degli impianti cracking a Priolo, le minori produzioni di Butadiene (-10,3%), a causa della fermata programmata di Brindisi e di Ravenna. Tali riduzioni sono state compensate dai maggiori volumi prodotti di aromatici (+3% rispetto allo scorso anno) grazie all'incremento delle produzioni di xileni.

Polimeri

I ricavi dei polimeri (€2.933 milioni) sono diminuiti di €255 milioni rispetto al 2012 (-8%), per effetto principalmente del calo dei prezzi medi unitari (-19%) e dei volumi venduti nel business degli elastomeri (-9,7%) per effetto del rilevante calo della domanda nei mercati di sbocco tyre and automotive. Tale performance negativa è stata solo parzialmente compensata dall'aumento dei prezzi medi degli stirenici (+7,5%) e del polietilene (+1%) in particolare nell'ultima parte dell'anno. Le produzioni dei polimeri (2.356 mila tonnellate) sono diminuite di 140 mila tonnellate rispetto al 2012 (-5,6%), in particolare presso l'impianto di Ravenna e gli stabilimenti inglesi (Hythe e Grangemouth), per dinamiche di mercato.

Investimenti tecnici

Nel 2013 gli investimenti tecnici di €314 milioni (€172 milioni nel 2012) hanno riguardato: (i) interventi di miglioramento dell'efficienza impiantistica (€170 milioni); (ii) interventi di manutenzione (€66 milioni); (iii) interventi di tutela ambientale e di

adeguamento alle norme di legge in tema di salute e sicurezza (€52 milioni); (iv) interventi di mantenimento e razionalizzazione (€14 milioni).

Ingegneria & Costruzioni

Principali indicatori di performance

		2011	2012	2013
Indice di frequenza infortuni dipendenti	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,44	0,54	0,46
Indice di frequenza infortuni contrattisti		0,21	0,17	0,10
Fatality index	(infortuni mortali/ore lavorate) x 100.000.000	1,82	0,93	2,01
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	(€ milioni)	11.834	12.771	11.611
Utile operativo		1.422	1.442	(83)
Utile operativo adjusted		1.443	1.474	(84)
Utile netto adjusted		1.098	1.111	(253)
Investimenti tecnici		1.090	1.011	902
Ordini acquisiti	(€ milioni)	12.505	13.391	10.653
Portafoglio ordini a fine periodo		20.417	19.739	17.514
Dipendenti in servizio a fine periodo	(numero)	38.561	43.387	47.209
Quota dipendenti estero	(%)	86,5	88,1	89,1
Quota di manager locali		41,3	41,3	41,3
Quota di procurato locale		56,4	51,8	51,1
Spesa salute	(€ milioni)	32	21	22
Spesa sicurezza		51	82	85
Emissioni dirette di gas serra	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq)	1,32	1,54	1,54

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

- Nel 2013 gli indici di frequenza infortuni di dipendenti e contrattisti registrano una riduzione rispetto al 2012, rispettivamente del 14,8% e del 41,1%. Anche nel 2013 è proseguito l'impegno nella formazione e addestramento di dipendenti e contrattisti in materia di salute e sicurezza, attraverso iniziative tra le quali le campagne "Leadership in Health and Safety", "Working at height and Confined Space" e l'utilizzo di portali dedicati alla formazione HSE e ai dispositivi di protezione individuale.
- Il procurato dell'anno ammonta a €9.066 milioni, di cui il 51,1% ordinato presso fornitori locali.
- Le spese in salute e sicurezza aumentano complessivamente del 4% rispetto al 2012. In particolare le spese per i dispositivi di protezione individuale aumentano del 30% e quelle per la formazione in materia di sicurezza del 10%.
- Nel 2013 il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato una perdita netta adjusted di €253 milioni (-€1.264 milioni rispetto all'utile di €1.111 milioni del 2012). Tale risultato riflette le difficoltà operative e commerciali riscontrate nella prima parte del 2013 con la conseguente revisione delle stime di redditività di importanti commesse in particolare per la realizzazione di complessi industriali onshore.
- Gli ordini acquisiti di €10.653 milioni (€13.391 milioni nel 2012) hanno riguardato per il 94% lavori da realizzare all'estero e per il 14% lavori assegnati da imprese Eni.
- Il portafoglio ordini ammonta a €17.514 milioni al 31 dicembre 2013 (€19.739 milioni al 31 dicembre 2012) di cui €9.244 milioni da realizzarsi nel 2014.
- Nel 2013 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €15 milioni, in linea con l'esercizio precedente. Sono state depositate 14 domande di brevetto.
- Gli investimenti tecnici di €902 milioni (€1.011 milioni nel 2012) hanno riguardato essenzialmente l'upgrading della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione.

Iniziative di sviluppo e sostenibilità

- Nel novembre 2013 Saipem ha inaugurato la sua nuova yard di fabbricazione a Edmonton, in Canada. La struttura permetterà di velocizzare la realizzazione dei progetti grazie a una forza lavoro attiva anche in condizioni climatiche avverse. La yard sarà adibita alla prefabbricazione di componenti industriali e tubazioni e l'assemblaggio di moduli destinati a vari progetti nel mercato Oil & Gas, tra i quali il GNL e la produzione di energia elettrica.
- Nel corso del 2013, nell'ambito della valorizzazione delle competenze, è stato avviato il progetto Onshore EPC Projects, Construction Phase Enhancement, con l'obiettivo di valutare il livello di adeguatezza di risorse Saipem in "Ruoli Critici" dell'area professionale Costruzione, in termini quantitativi e qualitativi, al fine di ottimizzarne e centralizzarne la programmazione e lo sviluppo.
- Nel 2013 Saipem si è impegnata a consolidare le relazioni con gli stakeholder locali attraverso attività di coinvolgimento diretto, di studio e analisi. Nell'ambito delle attività di formazione e promozione dell'occupazione locale è stato siglato un Memorandum of Mutual Agreement in Brasile; in Congo è stata avviata la formazione on-the-job di ingegneri locali; in Kazakhstan sono stati realizzati interventi di formazione professionale e di supporto tecnico agli istituti scolastici locali; in Nigeria è stato svolto training professionale rivolto allo sviluppo dell'imprenditoria locale. In ambito sanitario, sono stati realizzati programmi di prevenzione di malattie in Africa Occidentale, Sud America, Indonesia e Kazakhstan.
- Al fine di garantire la diffusione delle competenze e la condivisione del know-how Saipem, è stata svolta attività di formazione presso il Training Center di Schiedam (Olanda) riconosciuto quale centro di formazione all'avanguardia in ambito HSE e offshore, nel quale vengono inoltre ricreate le complesse condizioni di lavoro presenti sui mezzi offshore.

Aree di attività

Engineering & Construction Offshore

Nel 2013 i ricavi ammontano a €5.094 milioni in calo del 2,2% rispetto al 2012 a seguito della minore attività nel Mare del Nord, Kazakhstan e Australia.

Gli ordini acquisiti dell'anno di €5.777 milioni (€7.477 milioni nel 2012) hanno riguardato principalmente: (i) il contratto EPCI per conto di Total Upstream Nigeria Ltd, per lo sviluppo del campo di Egina in Nigeria, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in servizio di condotte sottomarine per la produzione di idrocarburi e l'esportazione del gas, strutture di collegamento flessibili e cavi ombelicali; (ii) il contratto per conto di Burullus Gas Company per lo sviluppo del progetto West Delta Deep Marine - Fase IXa, a circa 90 chilometri dalla costa egiziana nel Mediterraneo. Lo scopo del lavoro comprende la realizzazione delle strutture sottomarine (fino a 850 metri di profondità) nella West Delta Deep Marine Concession, in cui l'azienda ha già eseguito alcune delle fasi precedenti dello sviluppo del giacimento sottomarino; (iii) il contratto EPCI per conto di ExxonMobil relativo alle attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di condotte sottomarine di produzione e di iniezione acqua, cavi rigidi di collegamento e altre strutture sottomarine nell'ambito del progetto Kizomba Satellites Phase 2, in corso di realizzazione nell'offshore angolano.

Nell'ambito del progetto Trunkline and Production Flowlines commissionato da Agip KCO (agente del consorzio NCSPSA in Kazakhstan partecipato da Eni con il 16,81%), che prevedeva attività d'ingegneria, posa e messa in servizio di condotte e altre facility, Saipem è stata richiesta dal committente di intervenire in garanzia a seguito del rilevamento di perdite in un tratto delle condotte a terra. Saipem, ritenendosi non obbligata all'esecuzione di tali opere ha chiesto a sua volta al committente di indagare su altre possibili cause delle perdite. Allo stato attuale non è iniziato alcun contenzioso.

Nel 2013 Saipem ha proseguito lo sviluppo di soluzioni escluse

sive nei settori delle acque profonde e ultra profonde, degli impianti galleggianti, dello sviluppo di nuovi metodi e attrezzature per la posa e lo scavo di condotte sottomarine in condizioni estreme. In particolare sono stati sviluppati sistemi innovativi di "Subsea Processing" e per gli impianti di liquefazione galleggianti (FLNG). Nei processi di costruzione delle condotte a mare, è stato applicato con successo un nuovo apparato, che migliora il processo e la qualità della saldatura dei tubi in acciaio al carbonio e inossidabili.

Engineering & Construction Onshore

Nel 2013 i ricavi ammontano a €4.619 milioni in calo del 24,4% rispetto al 2012 a seguito della minore attività in Africa Settentrionale, Africa Occidentale e Medio Oriente. Gli ordini acquisiti dell'anno sono pari a €2.566 milioni (€3.972 milioni nel 2012). Tra le principali acquisizioni si segnalano: (i) il contratto EPC per conto di Dangote Fertilizer Ltd, per la realizzazione di un complesso di produzione di ammoniaca e urea da realizzarsi nello stato di Edo, in Nigeria. Il contratto riguarda la costruzione di due treni di produzione gemelli e dei relativi impianti di servizio nonché le infrastrutture esterne all'impianto; (ii) il contratto EPC per conto di Star Refinery AS, per la costruzione della Socar Refinery, in Turchia, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di una raffineria e di tre pontili di estrazione del greggio, da realizzarsi nella regione adiacente il complesso Petkim Petrochemical; (iii) il contratto EPC per conto di Eni, inerente le attività di adeguamento logistico relativo allo stoccaggio del greggio a supporto del giacimento Tempa Rossa, in Italia. L'attività di ricerca e sviluppo, finalizzata al miglioramento di tecnologie di processo proprietarie e all'ampliamento del portafoglio dei servizi ambientali, ha riguardato: (i) lo studio sul miglioramento della tecnologia proprietaria per la produzione di Urea con lo sviluppo del nuovo processo "Urea Zero Emission"; (ii) l'avvio di un progetto di innovazione che ha come tema l'aumento dell'efficienza energetica negli impianti di processo.

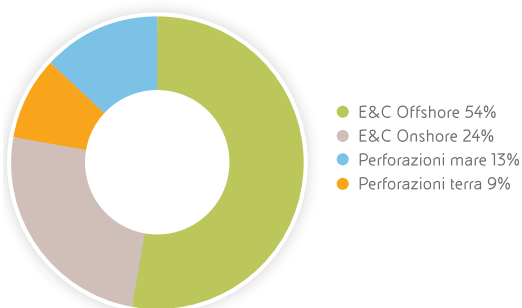
Perforazioni mare

Nel 2013 i ricavi ammontano a €1.177 milioni con un incremento del 8,1% rispetto al 2012 attribuibile al pieno utilizzo delle piattaforme semisommergibili Scarabeo 8, Scarabeo 3 e Scarabeo 6 e all'entrata in operatività del mezzo Ocean Spur. Gli ordini acquisiti dell'anno pari a €1.401 milioni (€1.025 milioni nel 2012) hanno riguardato principalmente: (i) l'estensione per una durata di cinque anni del contratto per il noleggio a Eni della nave di perforazione Saipem 10000 a partire dal terzo trimestre 2014 per attività di perforazione su base worldwide; (ii) l'estensione per un periodo di un anno del contratto per conto di IEOC per l'utilizzo del semisommergibile Scarabeo 4 per operazioni in Egitto; (iii) l'estensione di due anni del contratto per conto di Eni per il noleggio della Saipem TAD per attività di perforazione nelle acque del Congo.

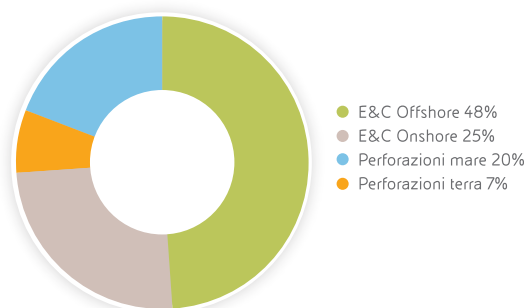
Perforazioni terra

Nel 2013 i ricavi ammontano a €721 milioni, in lieve calo rispetto al 2012. La minore attività in Algeria è stata quasi interamente assorbita dal maggiore volume di attività degli impianti in Arabia Saudita, in Kazakhstan e in Mauritania. Gli ordini acquisiti dell'anno di €909 milioni (€917 milioni nel 2012) hanno riguardato principalmente: (i) per conto di Eni Congo, l'estensione di tre anni delle attività di gestione di un impianto di proprietà del cliente; (ii) per conto di vari clienti, l'estensione di contratti di durata variabile per operazioni di perforazione in Sud America; (iii) per conto di vari clienti contrattati per l'utilizzo di 17 impianti, per durate variabili comprese tra i 6 mesi e i 5 anni, in Medio Oriente, Mar Caspio, Sud America, Africa Occidentale, Turchia e Ucraina. Di questi impianti, 2 lavoreranno per Shell nell'ambito di un accordo globale di lungo periodo che impegna Saipem a fornire servizi a chiamata per facilitare l'entrata in nuovi paesi e a fornire servizi di perforazione a terra, su base mondiale, finalizzati all'esplorazione a condizioni prefissate.

Ordini acquisiti
(€10.653 milioni)



Portafoglio ordini
(€17.514 milioni)



Ordini acquisiti (€ milioni)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
	12.505	13.391	10.653	(2.738)	(20,4)
Engineering & Construction Offshore	6.131	7.477	5.777	(1.700)	(22,7)
Engineering & Construction Onshore	5.006	3.972	2.566	(1.406)	(35,4)
Perforazioni mare	780	1.025	1.401	376	36,7
Perforazioni terra	588	917	909	(8)	(0,9)
di cui:					
- Eni	822	631	1.514	883	..
- Terzi	11.683	12.760	9.139	(3.621)	(28,4)
di cui:					
- Italia	1.116	485	591	106	21,9
- Estero	11.389	12.906	10.062	(2.844)	(22,0)

Portafoglio ordini (€ milioni)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
	20.417	19.739	17.514	(2.225)	(11,3)
Engineering & Construction Offshore	6.600	8.721	8.447	(274)	(3,1)
Engineering & Construction Onshore	9.604	6.701	4.436	(2.265)	(33,8)
Perforazioni mare	3.301	3.238	3.390	152	4,7
Perforazioni terra	912	1.079	1.241	162	15,0
di cui:					
- Eni	2.883	2.526	2.261	(265)	(10,5)
- Terzi	17.534	17.213	15.253	(1.960)	(11,4)
di cui:					
- Italia	1.816	1.719	784	(935)	(54,4)
- Estero	18.601	18.020	16.730	(1.290)	(7,2)

Investimenti tecnici

Gli investimenti di €902 milioni hanno riguardato principalmente: (i) nell'Engineering & Construction Offshore l'ultimazione dei lavori di approntamento di un nuovo pipelayer, il proseguimento delle attività di costruzione della nuova base in Brasile, oltre a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti; (ii) nell'Engineering & Construction Onshore l'acquisto di equipment e strutture per la base in Canada nonché il man-

tenimento dell'asset base; (iii) nel Drilling Offshore interventi relativi ai lavori di rimessa in classe delle piattaforme semi-sommergibili Scarabeo 5 e Scarabeo 7 e del jack-up Perro Negro 3, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti; (iv) nel Drilling Onshore l'approntamento di quattro nuovi impianti destinati ad operare in Arabia Saudita, nonché all'upgrading dell'asset base.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2011	2012	2013	Var. ass.	Var. %
Engineering & Construction Offshore		400	505	373	(132)	(26,1)
Engineering & Construction Onshore		45	66	116	50	75,8
Perforazioni mare		507	281	172	(109)	(38,8)
Perforazioni terra		121	120	210	90	75,0
Altri investimenti		17	39	31	(8)	(20,5)
		1.090	1.011	902	(109)	(10,8)