

Produzione giornaliera di idrocarburi ^{(a) (b)}									
	2010			2011			2012		
	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									
Italia	61	19,1	183	64	19,1	186	63	19,7	189
Resto d'Europa	121	15,9	222	120	15,2	216	95	13,0	178
Croazia		1,3	8		0,9	5		0,7	5
Norvegia	74	7,7	123	80	8,0	131	74	8,2	126
Regno Unito	47	6,9	91	40	6,3	80	21	4,1	47
Africa Settentrionale	297	47,2	597	204	35,8	432	267	48,8	581
Algeria	74	0,5	77	69	0,5	72	71	1,1	78
Egitto	96	21,4	232	91	22,7	236	88	22,8	235
Libia	116	24,7	273	36	12,0	112	101	24,4	258
Tunisia	11	0,6	15	8	0,6	12	7	0,5	10
Africa Sub-Sahariana	318	12,5	397	275	14,3	366	245	15,1	343
Angola	110	0,9	115	92	0,9	98	78	1,0	85
Congo	98	1,9	110	87	3,4	108	82	3,4	104
Nigeria	110	9,7	172	96	10,0	160	85	10,7	154
Kazakhstan	65	6,7	108	64	6,5	106	61	6,3	102
Resto dell'Asia	47	12,3	125	33	11,4	106	41	11,1	112
Cina	6	0,2	7	7	0,1	8	8	0,1	9
India	1	1,0	8		0,6	4		0,3	2
Indonesia	1	1,9	13	1	1,6	12	1	1,7	12
Iran	21		21	6		6	3		3
Iraq	5		5	7		7	18		18
Pakistan	1	9,2	59	1	9,1	58	1	8,8	57
Turkmenistan	12		12	11		11	10	0,2	11
America	60	11,2	132	55	9,5	115	72	8,1	124
Ecuador	11		11	7		7	25		25
Stati Uniti	49	9,4	109	48	7,9	98	47	6,4	88
Trinidad e Tobago		1,8	12		1,6	10		1,7	11
Australia e Oceania	9	2,7	26	11	2,8	28	18	2,9	37
Australia	9	2,7	26	11	2,8	28	18	2,9	37
	978	127,6	1.790	826	114,6	1.555	862	125,0	1.666
Società in joint venture e collegate									
Angola	3		3	3	0,1	4	2	0,1	2
Brasile				1		1	2		2
Indonesia	1	0,8	6	1	0,7	6	1	0,7	6
Russia							2	1,5	11
Tunisia	4	0,2	5	5	0,2	6	4	0,2	5
Venezuela	11		11	9		9	9		9
	19	1,0	25	19	1,0	26	20	2,5	35
Totale	997	128,6	1.815	845	115,6	1.581	882	127,5	1.701
Totale al netto dell'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas									
	-	-	1.815	-	-	1.581	-	-	1.692

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

(b) Comprende la quota di gas naturale utilizzata come autoconsumo (10,9, 9,1 e 9 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2012, 2011 e 2010).

Attività di drilling

Esplorazione

Nel 2012 sono stati ultimati 60 nuovi pozzi esplorativi ⁶ [34,1 in quota Eni], a fronte dei 56 (28 in quota Eni) del 2011 e dei 47 (23,8 in quota Eni) del 2010.

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 40% [40,8% in quota Eni] a fronte del 42% [38,6% in quota Eni] del 2011 e del 41% [39% in quota Eni] nel 2010.

Sviluppo

Nel 2012 sono stati ultimati 351 nuovi pozzi di sviluppo [163,6 in quota Eni], a fronte dei 407 (186,1 in quota Eni) del 2011 e dei 399 (178 in quota Eni) del 2010.

È attualmente in corso la perforazione di 109 pozzi di sviluppo [36,9 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)	
	2010		2011		2012		2012	
	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	successo commerciale	sterili ^(c)	totale	in quota Eni
Italia		0,5			1,0		5,0	3,4
Resto d'Europa	1,7	1,1	0,3	0,7	1,0	1,0	19,0	7,2
Africa Settentrionale	9,3	8,1	6,2	3,4	6,3	11,3	17,0	11,7
Africa Sub-Sahariana	2,3	4,7	0,6	2,6	4,5	5,1	57,0	24,2
Kazakhstan						0,8	8,0	1,4
Resto dell'Asia	1,0	2,8	0,2	7,6	0,5	0,6	27,0	11,2
America		6,3	2,5			0,1	10,0	2,4
Australia e Oceania	1,0	0,4		1,4		0,4	1,0	0,5
	15,3	23,9	9,8	15,7	13,3	19,3	144,0	62,0

Perforazione di sviluppo

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

(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 2012 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.072 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 43 Paesi dei cinque continenti per una superficie totale di 251.170 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 40.939 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 210.231 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2012 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisizione di nuovi titoli, principalmente in Cina, Indonesia, Kenia, Liberia, Norvegia, Pakistan e Ucraina per una superficie di circa 51.000 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di alcune licenze in Algeria, Australia, Egitto, India, Irlanda, Nigeria, Timor Leste, Stati Uniti, Regno Unito e Pakistan per circa 22.000 chilometri quadrati e (iii) dall'uscita totale da Brasile e Mali, per circa 22.000 chilometri quadrati.

(6) Sono inclusi i pozzi temporaneamente sospesi in attesa di valutazione.

Principali aree sviluppate e non sviluppate								
	31 dicembre 2011		31 dicembre 2012					
	Totale Sup. netta ^(a)	Numero titoli	Sup. lorda ^(a) sviluppata ^(b)	Sup. lorda ^(a) non sviluppata	Totale Sup. lorda ^(a)	Sup. netta ^(a) sviluppata ^(b)	Sup. netta ^(a) non sviluppata	Totale Sup. netta ^(a)
EUROPA	26.023	288	17.191	27.199	44.390	11.150	16.273	27.423
Italia	16.872	151	10.847	11.438	22.285	9.011	8.545	17.556
Resto d'Europa	9.151	137	6.344	15.761	22.105	2.139	7.728	9.867
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Norvegia	2.335	52	2.264	6.226	8.490	346	2.330	2.676
Polonia	1.968	3		1.968	1.968		1.968	1.968
Regno Unito	1.014	65	2.055	647	2.702	776	138	914
Ucraina	45	12	50	3.840	3.890	30	1.911	1.941
Altri Paesi	2.802	3		3.080	3.080		1.381	1.381
AFRICA	137.220	287	64.075	192.079	256.154	19.891	122.905	142.796
Africa Settentrionale	30.532	119	31.988	17.691	49.679	14.066	7.324	21.390
Algeria	9.065	41	2.640	1.158	3.798	1.071	161	1.232
Egitto	5.898	57	4.937	7.845	12.782	1.771	2.819	4.590
Libia	13.295	10	17.947	8.688	26.635	8.950	4.344	13.294
Tunisia	2.274	11	6.464		6.464	2.274		2.274
Africa Sub-Sahariana	106.688	168	32.087	174.388	206.475	5.825	115.581	121.406
Angola	6.218	78	4.804	20.037	24.841	636	5.443	6.079
Congo	5.020	26	1.835	7.681	9.516	1.027	4.008	5.035
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana	1.885	2		5.144	5.144		1.885	1.885
Kenia		3		35.724	35.724		35.724	35.724
Liberia		3		8.145	8.145		2.036	2.036
Mozambico	9.502	1		12.956	12.956		9.069	9.069
Nigeria	8.491	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	61.502	5		59.578	59.578		39.862	39.862
ASIA	55.284	73	17.126	101.554	118.680	5.778	52.264	58.042
Kazakistan	880	6	324	4.609	4.933	95	774	869
Resto dell'Asia	54.404	67	16.802	96.945	113.747	5.683	51.490	57.173
Cina	5.365	11	200	10.456	10.656	39	10.456	10.495
India	9.206	11	206	16.546	16.752	109	6.099	6.208
Indonesia	17.719	13	1.735	28.490	30.225	656	19.078	19.734
Iran	820	4	1.456		1.456	820		820
Iraq	352	1	1.074		1.074	352		352
Pakistan	9.289	19	8.430	20.210	28.640	2.478	8.055	10.533
Russia	1.469	4	3.501	1.495	4.996	1.029	440	1.469
Timor Leste	6.740	2		5.148	5.148		4.118	4.118
Turkmenistan	200	1	200		200	200		200
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	10.209	409	4.571	14.180	18.751	3.074	6.001	9.075
Brasile	795							
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Stati Uniti	5.123	393	1.826	6.206	8.032	925	3.707	4.632
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	914	6	378	2.427	2.805	98	968	1.066
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	25.685	15	1.980	23.102	25.082	1.046	12.788	13.834
Australia	25.647	14	1.980	22.338	24.318	1.046	12.750	13.796
Altri Paesi	38	1		764	764		38	38
Totale	254.421	1.072	104.943	358.114	463.057	40.939	210.231	251.170

(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

Le attività hanno riguardato prevalentemente azioni di manutenzione ordinaria e ottimizzazione di impianti e giacimenti esistenti. In Val d'Agri (Eni 60,77%) prosegue l'attività volta a finalizzare il programma di sviluppo oggetto di accordo con la Regione Basilicata nel 1998; a fine anno sono iniziati i lavori per l'installazione di una nuova linea di trattamento gas per arrivare alla capacità produttiva di 104 mila barili/giorno.

Le altre principali attività hanno riguardato: (i) attività di ottimizzazione della produzione sui campi di Antonella, Barbara, Basil, Brenda, Gela, Naomi & Pandora e Porto Corsini; (ii) attività di upgrading dei sistemi di compressione degli idrocarburi sulle piattaforme produttive del giacimento Barbara; (iii) l'allacciamento alle facility produttive presenti del pozzo di Colle Sciarra (Eni 50%).

Nell'ambito degli accordi siglati con gli enti locali nell'area di Ravenna, proseguono i progetti per la preservazione dell'ecosistema in particolare nelle Valli di Comacchio nel Parco del Delta del Po.

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

Resto d'Europa

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nella licenza PL 532 (Eni 30%), con la campagna di appraisal del potenziale minerario della scoperta a olio e gas di Skrugard e con la nuova scoperta del giacimento a olio e gas Havis. Le riserve di olio recuperabili nell'intera licenza sono attualmente stimate in circa 500 milioni di barili al 100% e saranno oggetto di un piano di sviluppo congiunto rapido ed efficiente; (ii) nella licenza PL 533 (Eni 40%), con la scoperta a gas e condensati di Salina.

Sono state acquisite quattro licenze esplorative: (i) la PL 091D con la quota del 7,9% nel Mare di Norvegia; (ii) la PL 697 (Eni 65%, operatore), PL 657 (Eni 80%, operatore) e PL 696 (Eni 30%) nel Mare di Barents.

Nell'aprile 2012 Eni ha sottoscritto con la società Solveig Gas Norway AS un accordo per la cessione della partecipazione nella Gassled JV (Eni 1,43%), un sistema di gasdotti e di terminal per il trasporto di gas naturale. La cessione si è perfezionata alla fine dell'anno, per un prezzo pari a circa €130 milioni.

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Lo start-up produttivo è atteso nel 2014, con una produzione a regime di circa 100 mila barili/giorno. Nel corso del 2012 è stato completato l'emergency oil spill preparedness program attraverso il coinvolgimento di tutti gli stakeholder dell'area con la verifica di tutte le fasi di risposta ad una fuoriuscita di petrolio. Il test ha coinvolto l'operatore Eni, il partner dell'iniziativa e l'autorità norvegese del Clean Seas (NOFO) nonché altro personale e risorse del settore pubblico e privato. In particolare sono stati elaborati e testati metodi di pulizia della costa, sviluppate metodologie

di intervento rapido anche mediante mezzi navali abitualmente utilizzati per la pesca. I risultati hanno evidenziato come il progetto Goliat 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 Autorità norvegesi hanno riconosciuto tale progetto come standard di riferimento per tutti i futuri progetti di sviluppo nell'Artico.

Regno Unito Nel corso del 2012 è stato siglato un accordo per la cessione degli asset in sviluppo/produzione di Mariner (Eni 20%), Andrew (Eni 16,21%), Kinnoul (Eni 16,67%), Flotta Catchment Area (Eni 20%) e altri minori. Alla fine dell'anno è stata perfezionata la cessione del giacimento Mariner. La completion date relativa agli altri asset è prevista nel corso del 2013. Gli accordi raggiunti rientrano nella strategia Eni di ottimizzazione del portafoglio titoli del Paese.

Le principali attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il giacimento a gas e condensati di Jasmine (Eni 33%) con le attività di costruzione delle facility produttive e di trattamento. Lo start-up produttivo è atteso entro la fine del 2013; (ii) il giacimento West Franklin (Eni 21,9%) con la costruzione delle piattaforme produttive e pipeline di collegamento alle facility di trattamento presenti nell'area.

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

Africa Settentrionale

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

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

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) con le scoperte a olio di BLNE-2 e BMSW-1 in prossimità del giacimento Bayayim (Eni 100%), entrambi allacciati alle facility presenti nell'area; (ii) nel Delta del Nilo (Eni 50%) con le scoperte offshore a gas di Ha'py-12, Taurt North-1, Seth South-1, Plio-1C e onshore a gas di El Qara N-2; (iii) nella development lease di Meleiha (Eni 56%) con le scoperte a olio di Rosa North-1X e di Emry Deep 1X e 4X. Il giacimento Emry Deep è stato avviato nel corso dell'anno con una produzione di circa 18 mila barili/giorno (circa 6 mila in quota Eni); e (iv) nella development lease di West Razzak (Eni 80%) con la scoperta a olio di Aghar NN-1X. Tutte le recenti scoperte sono caratte-

rizzate da un rapido time-to-market e in linea con la strategia Eni di focalizzazione su asset convenzionali e sinergici.

Nel corso del 2012 è stata avviata la produzione del giacimento a gas di Seth trattata dall'impianto onshore di El Gamil, nella concessione offshore di Ras el Barr (Eni 50%). Il plateau produttivo è stimato in 4,8 milioni di metri cubi/giorno (pari a circa 11 mila boe/giorno in quota Eni). È stato potenziato nel corso dell'anno il sistema di water injection del giacimento Belayim al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario. Il livello di acqua reiniettata è del 99% pari a 27 mila metri cubi/giorno. Proseguono le attività di perforazione di pozzi di infilling.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato: (i) il potenziamento della capacità di compressione dell'impianto di El Gamil e di Abu Madi a supporto della produzione dell'area; (ii) il completamento con conseguente start-up di un impianto ibrido fossile/solare nel giacimento di Aghar nella development lease di West Razzak. La tecnologia, frutto di un brevetto Eni, permette il risparmio di combustibile durante le operazioni di produzione di petrolio attraverso l'utilizzo in parallelo di pannelli fotovoltaici.

Africa Sub-Sahariana

Angola L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore), con la scoperta a olio di Vandumba 1, primo pozzo di commitment del secondo periodo esplorativo; (ii) nel Blocco 2 (Eni 20%), con la perforazione del pozzo Etele Tampa 7, mineralizzato a gas e condensati.

È stata avviata la produzione del progetto Kizomba satelliti-fase 1, nelle Development Area dell'ex Blocco 15 (Eni 20%). Il picco produttivo di 72 mila barili/giorno (12 mila in quota Eni) è atteso nel 2013. Nel corso del 2012 sono stati sanzionati tre progetti di sviluppo: (i) la seconda fase di sviluppo del progetto Kizomba satelliti. Le attività prevedono la messa in produzione di ulteriori tre scoperte attraverso il collegamento all'esistente FPSO. Lo start-up è atteso nel 2015; (ii) il progetto Mafumeira nell'Area A del Blocco 0 (Eni 9,8%). Proseguono le attività di sviluppo, con start-up previsto nel 2015; (iii) la scoperta Lianzi (Eni 10%).

Nell'ambito delle attività di riduzione del flaring gas nel Blocco 0, sono proseguite le attività sul giacimento di Nemba nell'Area B, con completamento atteso nel 2014 e una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Le altre attività hanno riguardato l'installazione del secondo treno di compressione sulla piattaforma del giacimento Nemba nell'Area B.

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno producendo 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL oltre a 50 mila barili/giorno di condensati e GPL. Il progetto, approvato dalle competenti autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. L'inizio delle esportazioni è previsto nel corso del 2013. Nel corso dell'anno è stato raggiunto un nuovo accordo tra i partner dell'iniziativa e le Autorità locali per la commercializzazione del GNL sul mercato asiatico ed europeo.

Congo L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco offshore Marine XII (Eni 65%, operatore) con la scoperta a gas Nene Marine 1, confermando l'elevato potenziale dell'area. Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi (Eni 83%, opera-

tore) attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas associato nell'ottica dello zero gas flaring nel 2013. Il gas è venduto con contratti long-term alle centrali elettriche presenti nell'area tra cui la CEC Centrale Electricque du Congo (Eni 20%) con una produzione di 300 MW. Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII. Nel 2012 le forniture contrattuali di M'Boundi sono state pari a circa 3 milioni di metri cubi/giorno (circa 17 mila boe/giorno in quota Eni).

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

Le altre attività dell'anno hanno riguardato interventi di ottimizzazione sui giacimenti operati di Foukanda e di Mwafi (Eni 65%). L'utilizzo delle avanzate tecniche di recupero Eni hanno consentito di raggiungere un incremento produttivo in entrambe le aree. Nel corso dell'anno è stato avviato il social project integrato Hinda per la riabilitazione e la costruzione di scuole e ambulatori, la costruzione di infrastrutture per la gestione e l'approvvigionamento di acqua e la realizzazione di un centro di formazione per l'agricoltura.

Ghana L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nella licenza Offshore Cape Three Points (Eni 47,22%, operatore) con: (i) il pozzo Sankofa East-1X, prima scoperta commerciale a olio nell'area, che ha prodotto circa 5 mila barili/giorno di ottima qualità in fase di test; (ii) il pozzo di appraisal Sankofa East-2A, che ha confermato l'elevato potenziale dell'area anche nella parte occidentale. Si stima il potenziale complessivo della scoperta Sankofa in circa 450 milioni di barili di olio in place con risorse recuperabili fino a 150 milioni di barili. Sono stati avviati studi per un rapido sviluppo commerciale.

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

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

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

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

Nel 2012 nell'ambito della campagna di esplorazione e appraisal di Mamba sono stati conseguiti nuovi, importanti successi esplorativi con le scoperte mineralizzate a gas di Mamba Sud 2, Mamba Nord 1, Mamba Nord Est 1 e 2 nonché Coral 1 e 2 nell'Area 4. Queste ultime scoperte di Mamba Nord Est e Coral rivestono particolare importanza in quanto hanno individuato nuovi livelli di reservoir indipendenti da quelli sinora perforati con i pozzi di Mamba, e contenuti esclusivamente nell'Area 4. Complessivamente i pozzi di scoperta hanno dimostrato l'esistenza di accumuli di gas che si stima possano raggiungere 2.115 miliardi di metri cubi di gas in place. La FID è attesa nel 2014.

Nuovo successo esplorativo a gas è stato registrato a inizio 2013 con il pozzo di delineazione di Coral 3. La nuova scoperta conferma il potenziale dell'area operata da Eni. Le produttività dei pozzi Coral sono risultate eccellenti.

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

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

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

Nigeria L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nell'OPL 282 [Eni 90%] con il pozzo di Tinpa 1 mineralizzato a olio; (ii) nell'OPL 2009 [Eni 49%] con i pozzi a olio di Afiando 1 e 2.

Nel corso dell'anno è stata completata la cessione della partecipazione del 5% nei blocchi in produzione OML 30, 34 e 40 in linea con la strategia Eni di ottimizzazione del portafoglio di asset e di una crescita selettiva degli investimenti.

Nel service contract OML 119 è avvenuto lo start-up della Phase 2A, con una produzione di picco di 15 mila barili/giorno.

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

Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 [Eni 20%, operatore], proseguono le principali iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny. È in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,8 milioni di metri cubi/giorno di feed gas per vent'anni per l'alimentazione del sesto treno dell'impianto. In fase di completamento la

flowstation di Ogbainbiri che contribuirà a mantenere la fornitura di 8,8 milioni di metri cubi/giorno di gas al quarto e quinto treno. Il programma di flaring down nell'area prosegue con il completamento dell'upgrading della flowstation del giacimento Idu, con una riduzione di gas flared pari a 1,4 milioni di metri cubi/giorno. Nel Blocco OML 28 [Eni 5%] continua la campagna di drilling nell'ambito del progetto integrato petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie. Il piano di sviluppo prevede la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny attraverso la realizzazione di una Central Processing Facility (CPF) con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi.

Sono proseguite le attività di sviluppo del progetto Abo-Fase 3 nel Blocco OML 125 [Eni 85%, operatore]. Lo start-up è atteso nel 2013. Eni partecipa con il 10,4% nella Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del Delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Una 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 Eni partecipa con il 16,81% nel consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. In questa area contrattuale è localizzato il giacimento Kashagan, scoperto nel 2000 e considerato uno dei maggiori ritrovamenti di idrocarburi degli ultimi 35 anni.

Le operazioni di esplorazione, sviluppo e sfruttamento del giacimento di Kashagan, e delle altre scoperte effettuate nell'area contrattuale, sono condotte secondo un modello operativo che ripartisce tra i principali partner internazionali la responsabilità di esecuzione delle fasi di sviluppo del progetto Kashagan e riconosce al partner kazako un significativo ruolo nella gestione operativa.

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

Il 23 maggio 2012 i partner del Consorzio e le Autorità kazake hanno firmato un Settlement Agreement per la revisione del pia-

no di sviluppo dell'Experimental Program (Amendment 4) contenente l'aggiornamento dei costi, l'update della tempistica del progetto e la chiusura dei contenziosi relativi alla recuperabilità dei costi contrattuali e fiscali. Inoltre, l'agreement ha posto le basi per il raggiungimento dei seguenti accordi: (i) la vendita di una quota di produzione di gas naturale del giacimento sul mercato nazionale kazako; (ii) il finanziamento da parte dei partner internazionali del Consorzio della quota dei costi di progetto del partner kazako KazMunaiGaz (KMG), eccedenti il precedente budget del piano di sviluppo approvato (Amendment 3).

Nel 2012 sono stati completati gli impianti relativi all'Experimental Program necessari allo start-up produttivo e sono in fase di finalizzazione le attività per consentirne l'avvio in fase di test. Il raggiungimento dello start-up e commercial production è atteso entro la fine del primo semestre 2013, come concordato con la Repubblica del Kazakistan.

La Fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) con una capacità produttiva iniziale di 150 mila barili/giorno, sarà potenziata nel 2014 con l'avvio del secondo treno di trattamento offshore e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento con l'obiettivo di raggiungere 370 mila barili/giorno di capacità installata. Un ulteriore incremento fino a 450 mila barili/giorno sarà conseguito con l'aumento della capacità di compressione per la re-iniezione di gas la cui definizione è attualmente in corso. Lo schema di sviluppo di quest'ultima fase è stato presentato alle Autorità kazake e si prevede di ricevere l'approvazione per iniziare il FEED nel corso del 2013.

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

Al 31 dicembre 2012 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$7,5 miliardi pari a €5,7 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2012, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2012 (\$5,7 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$1,8 miliardi).

Al 31 dicembre 2012 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono circa 600 milioni di boe in aumento rispetto al 2011, principalmente per l'iscrizione dei volumi di gas a seguito degli accordi stipulati con il Settlement Agreement.

Karachaganak Il 28 giugno 2012 è stato perfezionato l'accordo tra le Contracting Companies del Final Production Sharing Agreement (FPSA) di Karachaganak e le Autorità kazake che ha sancito la chiusura dei contenziosi relativi al recupero dei costi sostenuti dal Consorzio per lo sviluppo del giacimento e alcune contestazioni fiscali nonché l'ingresso nel Consorzio della compagnia di Stato KazMunaiGaz (KMG). L'ingresso della KMG nel Consorzio è stato perfezionato attraverso la cessione pro-quota da parte delle Contracting Companies del 10% del progetto, per l'incasso netto di \$1 miliardo (\$325 milioni in quota Eni; per ulteriori informazioni su questo punto v. il commento ai risultati economico-finanziari, alla voce capitale immobilizzato dello stato patrimoniale). Inoltre, l'accordo prevede il rilascio di capacità di

trasporto nell'oleodotto CPC da parte della KMG a beneficio del Consorzio per l'esportazione di greggio verso il Mar Nero (fino a 2 milioni di tonnellate all'anno di liquidi). Per effetto della cessione, l'interessenza Eni nel progetto scende dal 32,5% al 29,25%.

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

Continua l'impegno Eni in Kazakistan a sostegno delle comunità locali con la realizzazione di strutture scolastiche e ricreative, infrastrutture idriche ed energetiche e l'attuazione di programmi sanitari gratuiti, presso i villaggi adiacenti al campo di Karachaganak. Al 31 dicembre 2012 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono circa 500 milioni di boe, in lieve flessione rispetto al 2011, principalmente per l'effetto della riduzione della quota e della produzione dell'anno in parte compensata da revisioni positive di precedenti stime.

Resto dell'Asia

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

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

Nel PSC di Sanga Sanga (Eni 37,8%) relativo al coal bed methane (CBM), continua l'attività di accertamento del potenziale minerario. Sono state avviate le attività di pre-sviluppo che sfrutteranno le sinergie con gli impianti di produzione e di trattamento esistenti in Sanga Sanga, compreso l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang.

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

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 Proseguono le attività di sviluppo sul giacimento Zubair (Eni 32,8%). Sono stati assegnati i contratti per la prima espansione della capacità di trattamento esistente che consentirà, nel corso del 2014, di raddoppiare l'attuale livello produttivo del campo.

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

Pakistan L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'importante scoperta a gas nella concessione onshore Badhra Area B. La dimensione della scoperta è stimata tra 8,5 e 11,5 miliardi di metri cubi di gas in place, il cui accertamento richiederà ulteriori pozzi di delineazione. Il successo esplorativo ha beneficiato dell'applicazione della tecnologia proprietaria di imaging Common Reflection Surface Stack (e-crs™), all'avanguardia nel processing dei dati sismici, permettendo di posizionare con successo il pozzo di scoperta. Lo sviluppo delle riserve farà leva sull'utilizzo del vicino impianto di trattamento di Bhit (Eni 40%), operato da Eni.

Nel corso dell'anno il pozzo Badhra B North-1 è stato collegato all'impianto di Bhit ed è stato avviato dalla metà di ottobre 2012, con una produzione pari a circa 400 mila metri cubi/giorno in quota Eni.

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

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

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

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

Nel 2012 è stato conseguito lo start-up del giacimento Samburgskoye (Eni 29,4%) nello Yamal-Nenets, in Siberia, attraverso l'avvio dei primi due treni di trattamento, con un livello produttivo atteso in 95 mila boe/giorno (28 mila in quota Eni). Le attività di sviluppo proseguono con completamento atteso nel 2015. Il picco produttivo stimato in 146 mila boe/giorno (43 mila boe/giorno in quota Eni) è previsto nel 2016. Il gas prodotto è venduto a Gazprom sulla base dell'agreement firmato nel settembre

2011, mentre i condensati sono venduti a Novatek sulla base di un accordo raggiunto nel corso dell'anno. Eni manterrà il diritto di riacquisto della propria quota di gas naturale per un'eventuale commercializzazione sul mercato interno.

Proseguono le attività di sviluppo sul progetto sanzionato di Urengoiskoye (Eni 29,4%). Lo start-up è atteso nel 2014.

America

Stati Uniti Nel marzo 2013, Eni si è aggiudicata cinque blocchi offshore situati nelle aree di Mississippi Canyon e Desoto Canyon, nel Golfo del Messico.

L'attività di delineazione della scoperta a olio di Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore del Golfo del Messico ha avuto esito positivo, incrementando le risorse recuperabili fino a circa 200 milioni di barili. Sono in corso studi per uno sviluppo in via accelerata del giacimento. Le attività di sviluppo hanno riguardato principalmente: (i) attività di perforazione di sviluppo sui giacimenti operati di Allegheny (Eni 100%), Appaloosa (Eni 100%), Devils Tower (Eni 75%) e Nikaitchuq (Eni 100%); (ii) attività di ottimizzazione della produzione sui giacimenti Front Runner (Eni 37,5%), Europa (Eni 32%), Popeye (Eni 50%), Thunderhawk (Eni 25%) e Oooguruk (Eni 30%); (iii) l'avvio delle attività di drilling sui giacimenti di Hadrian South (Eni 30%) e St. Malo (Eni 1,25%).

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

Venezuela Nel marzo 2013 è stata avviata la produzione (Accelerated Early Production) del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), nella Faja dell'Orinoco, con volumi "in place" certificati di 35 miliardi di barili. La produzione della fase di Early Production è prevista raggiungere un plateau di 75 mila barili/giorno nel corso del 2015, con un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno entro il 2018. Il progetto prevede anche la realizzazione di una raffineria con una capacità di circa 350 mila barili/giorno. L'attività di perforazione è stata avviata nel corso del 2012. Eni finanzia la quota PDVSA dei costi di sviluppo per la fase di Early Production e per l'ingegneria della raffineria fino a un ammontare pari a \$1,74 miliardi. Il Loan Agreement è stato firmato nel quarto trimestre 2012. È stato approvato dalle autorità venezuelane il piano di sviluppo e la commercialità del progetto a gas di Perla, localizzato nel Blocco Cardón IV (Eni 50%), nel Golfo di Venezuela. PDVSA ha esercitato nel corso dell'anno il diritto di ingresso nella società con una partecipazione del 35%. Il trasferimento della quota è atteso perfezionarsi nel 2013. Eni conserverà la quota del 32,5% nel progetto.

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

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

Sono proseguite le attività di produzione nel giacimento di Corocoro (Eni 26%) nel Golfo di Paria. Nell'anno è entrata in funzione la Central Production Facility (CPF), consentendo il raggiungimento del picco produttivo di circa 42 mila barili/giorno (11 mila in quota Eni).

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€10.307 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (€8.304 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Norvegia, Stati Uniti, Congo, Kazakistan, Angola e Algeria. 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, Liberia, Ghana, Indonesia, Nigeria, Angola e Australia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area dell'offshore Adriatico, della Val d'Agri e Val Padana.

Nel 2012 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata pari a €94 milioni. Sono state depositate 13 domande di brevetto, di cui una congiuntamente con Versalis.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve proved e unproved			754	43	[711]	[94,3]
Africa Settentrionale			57	14		
Africa Sub-Sahariana			697	27		
America				2		
Esplorazione		1.012	1.210	1.850	640	52,9
Italia		34	38	32	[6]	[15,8]
Resto d'Europa		114	100	151	51	51,0
Africa Settentrionale		84	128	153	25	19,5
Africa Sub-Sahariana		406	482	1.142	660	..
Kazakhstan		6	6	3	[3]	[50,0]
Resto dell'Asia		223	156	193	37	23,7
America		119	60	80	20	33,3
Australia e Oceania		26	240	96	[144]	[60,0]
Sviluppo		8.578	7.357	8.304	947	12,9
Italia		630	720	744	24	3,3
Resto d'Europa		863	1.596	2.008	412	25,8
Africa Settentrionale		2.584	1.380	1.299	[81]	[5,9]
Africa Sub-Sahariana		1.818	1.521	1.931	410	27,0
Kazakhstan		1.030	897	719	[178]	[19,8]
Resto dell'Asia		311	361	641	280	77,6
America		1.187	831	953	122	14,7
Australia e Oceania		155	51	9	[42]	[82,4]
Altro		100	114	110	[4]	[3,5]
		9.690	9.435	10.307	872	9,2

Gas & Power

Principali indicatori di performance ⁽¹⁾

		2010	2011	2012
Indice di frequenza infortuni dipendenti	[infortuni/ore lavorate] x 1.000.000	3,97	2,44	1,84
Indice di frequenza infortuni contrattisti		4,00	5,22	3,64
Ricavi della gestione caratteristica ^(a)	[€ milioni]	27.806	33.093	36.200
Utile operativo		896	[326]	[3.221]
Utile operativo adjusted		1.268	[247]	354
<i>Mercato</i>		923	[657]	45
<i>Trasporto internazionale</i>		345	410	309
Utile netto adjusted		1.267	252	473
EBITDA pro-forma adjusted		2.562	949	1.314
<i>Mercato</i>		1.863	257	856
<i>Trasporto internazionale</i>		699	692	458
Investimenti tecnici		265	192	225
Vendite gas mondo ^(b)	[miliardi di metri cubi]	97,06	96,76	95,32
Vendite di GNL ^(c)		15,0	15,7	14,6
Clients in Italia	[milioni]	6,88	7,10	7,45
Vendite di energia elettrica	[terawattora]	39,54	40,28	42,58
Dipendenti in servizio a fine periodo	[numero]	5.072	4.795	4.752
Emissioni dirette di gas serra	[milioni di tonnellate di CO ₂ e]	13,41	12,77	12,70
Punteggio soddisfazione clienti (PSC) ^(d)	[%]	87,4	88,6	89,8
Prelievi idrici/kWheq prodotto	[metri cubi/kWheq]	0,013	0,014	0,012

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

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

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

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

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

Performance dell'anno

> Nel 2012 l'impegno continuo e le risorse dedicate alla sicurezza hanno consentito di migliorare in maniera significativa i principali indici infortunistici della Divisione Gas & Power. In particolare è proseguito il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni dei dipendenti [-24,6% rispetto al 2011] mentre l'indice di frequenza dei contrattisti è ritornato su valori inferiori a quelli del 2010, registrando un miglioramento del 30% rispetto al 2011.

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

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

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

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

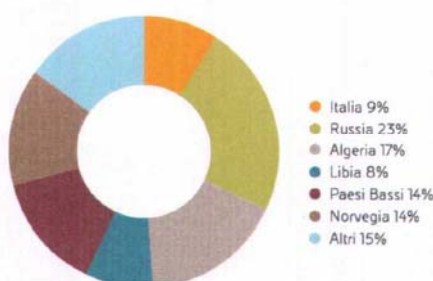
> Sono stati investiti €225 milioni che hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€131 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€81 milioni).

Accordi commerciali nel Far East

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

Ingresso nel mercato francese e belga

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

Approvvigionamenti di gas naturale delle società consolidate
(86,74 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 e operatori del settore dell'autotrazione. Sono invece 7,45 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese e enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale e 2,09 milioni i clienti nei Paesi europei in cui Eni opera. In un contesto

di mercato caratterizzato da un calo della domanda pari al 4% sul mercato domestico (-4% nell'Unione Europea) per effetto della crisi dei consumi in tutti i segmenti di riferimento e da una crescente pressione competitiva (per maggiori informazioni sul contesto competitivo del settore europeo del gas si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito), Eni ha consolidato la propria strategia di recupero della quota di mercato attraverso incisive azioni commerciali volte a favorire i consumi attraverso adeguate politiche di pricing e innovazione di prodotto (+3,5 punti percentuali la quota di Mercato Italia, da 40,8% nel 2011 a 44,3% nel 2012).

Gas naturale

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 86,74 miliardi di metri cubi con un incremento rispetto al 2011 di 3,36 miliardi di metri cubi, pari al 4%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (79,19 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 91% del totale, sono aumentati di 3,03 miliardi di metri cubi rispetto al 2011 (+4%), per effetto essenzialmente dei relativi maggiori ritiri dalla Libia (+4,23 miliardi di metri cubi), quasi triplicati rispetto allo scorso esercizio per effetto dell'interruzione del gasdotto GreenStream avvenuta nel 2011.

Approvvigionamenti di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
ITALIA		7,29	7,22	7,55	0,33	4,6
Russia		14,29	21,00	19,83	(1,17)	(5,6)
Algeria (incluso il GNL)		16,23	13,94	14,45	0,51	3,7
Libia		9,36	2,32	6,55	4,23	..
Paesi Bassi		10,16	11,02	11,97	0,95	8,6
Norvegia		11,48	12,30	12,13	(0,17)	(1,4)
Regno Unito		4,14	3,57	3,20	(0,37)	(10,4)
Ungheria		0,66	0,61	0,61		
Qatar (GNL)		2,90	2,90	2,88	(0,02)	(0,7)
Altri acquisti di gas naturale		4,42	6,16	5,43	(0,73)	(11,9)
Altri acquisti di GNL		1,56	2,34	2,14	(0,20)	(8,5)
ESTERO		75,20	76,16	79,19	3,03	4,0
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		82,49	83,38	86,74	3,36	4,0
Prelievi (immissioni) da [a] stoccaggio		(0,20)	1,79	(1,35)	(3,14)	..
Perdite di rete, differenze di misura e altre variazioni		(0,11)	(0,21)	(0,28)	(0,07)	(33,3)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		82,18	84,96	85,11	0,15	0,2
Disponibilità per la vendita delle società collegate		9,23	8,94	7,48	(1,46)	(16,3)
Volumi E&P		5,65	2,86	2,73	(0,13)	(4,5)
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		97,06	96,76	95,32	(1,44)	(1,5)

Vendite gas mondo
[miliardi di metri cubi]



In aumento anche i ritiri dai Paesi Bassi (+0,95 miliardi di metri cubi) e dall'Algeria (+0,51 miliardi di metri cubi). In diminuzione i volumi approvvigionati dalla Russia [-1,17 miliardi di metri cubi] per effetto della ripresa delle forniture libiche, Regno Unito [-0,37 miliardi di metri cubi] e Norvegia [-0,17 miliardi di metri cubi].

Gli approvvigionamenti in Italia (7,55 miliardi di metri cubi) sono in lieve aumento rispetto al 2011 anche per effetto della crescita della produzione nazionale che ha compensato il declino dei campi maturi.

Nel 2012 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (6,7 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (1,9 miliardi di metri cubi); (iii) dei giacimenti libici (1,8 miliardi di metri cubi) in aumento di circa 1,2 miliardi di metri cubi a causa dell'impatto della forza maggiore registrato nel 2011; (iv) degli Stati Uniti (1,6 miliardi di metri cubi); (v) di altre aree europee (della Croazia per 0,2 miliardi di metri cubi).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas equity sono stati di circa 18 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 18% del totale delle disponibilità per la vendita.

Vendite di gas per entità	[miliardi di metri cubi]	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		82,00	84,37	84,67	0,30	0,4
Italia (inclusi autoconsumi)		34,23	34,60	34,66	0,06	0,2
Resto d'Europa		46,74	45,16	44,94	[0,22]	[0,5]
Extra Europa		1,03	4,61	5,07	0,46	10,0
Vendite delle società collegate (quota Eni)		9,41	9,53	7,92	[1,61]	[16,9]
Italia		0,06	0,08	0,12	0,04	50,0
Resto d'Europa		7,78	7,82	6,08	[1,74]	[22,3]
Extra Europa		1,57	1,63	1,72	0,09	5,5
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		5,65	2,86	2,73	[0,13]	[4,5]
TOTALE VENDITE GAS MONDO		97,06	96,76	95,32	[1,44]	[1,5]

Vendite di gas per mercato	[miliardi di metri cubi]	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
ITALIA		34,29	34,68	34,78	0,10	0,3
Grossisti		4,84	5,16	4,65	[0,51]	[9,9]
Gas release		0,68				
PSV e borsa		4,65	5,24	7,52	2,28	43,5
Industriali		6,41	7,21	6,93	[0,28]	[3,9]
PMI e terziario		1,09	0,88	0,81	[0,07]	[8,0]
Termoelettrici		4,04	4,31	2,55	[1,76]	[40,8]
Residenziali		6,39	5,67	5,89	0,22	3,9
Autoconsumi		6,19	6,21	6,43	0,22	3,5
VENDITE INTERNAZIONALI		62,77	62,08	60,54	[1,54]	[2,5]
Resto d'Europa		54,52	52,98	51,02	[1,96]	[3,7]
Importatori in Italia		8,44	3,24	2,73	[0,51]	[15,7]
Mercati europei		46,08	49,74	48,29	[1,45]	[2,9]
Penisola Iberica		7,11	7,48	6,29	[1,19]	[15,9]
Germania/Austria		5,67	6,47	7,78	1,31	20,2
Benelux		15,64	13,84	10,31	[3,53]	[25,5]
Ungheria		2,36	2,24	2,02	[0,22]	[9,8]
UK/Nord Europa		4,45	4,21	4,75	0,54	12,8
Turchia		3,95	6,86	7,22	0,36	5,2
Francia		6,09	7,01	8,36	1,35	19,3
Altro		0,81	1,63	1,56	[0,07]	[4,3]
Mercati extra europei		2,60	6,24	6,79	0,55	8,8
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		5,65	2,86	2,73	[0,13]	[4,5]
TOTALE VENDITE GAS MONDO		97,06	96,76	95,32	[1,44]	[1,5]

Vendite di gas naturale

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

Nonostante la flessione di circa il 4% della domanda gas Italia, le vendite domestiche di Eni hanno registrato una sostanziale tenuta a 34,78 miliardi di metri cubi (+0,10 miliardi di metri cubi rispetto al 2011, pari allo 0,3%). Il calo delle vendite nei settori termoelettrico, grossista e industriale (-1,76 miliardi di metri cubi, -0,51 miliardi di metri cubi e -0,28 miliardi di metri cubi, rispettivamente) per effetto della negativa congiuntura economica e della crescente pressione competitiva è stato compensato dai maggiori volumi commercializzati al PSV e Borsa (+2,28 miliardi di metri cubi) e, in misura minore, dalle maggiori vendite al segmento residenziale (+0,22 miliardi di metri cubi) per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese. Le vendite agli shipper sono diminuite di 0,51 miliardi di metri cubi (-15,7%) a causa della cessazione di alcuni contratti di fornitura, nonostante il rientro delle disponibilità libiche.

Le vendite nei mercati europei di 48,29 miliardi di metri cubi hanno subito un lieve calo rispetto al 2011 (-2,9%). La riduzione delle vendite è stata registrata principalmente in Benelux (-3,53 miliardi di metri cubi) per la crescente pressione competitiva e Penisola

Iberica (-1,19 miliardi di metri cubi) per effetto dell'esclusione delle vendite Galp che, a seguito del termine del patto di sindacato (per maggiori informazioni si veda il capitolo "Dismissioni"), cessa di essere collegata di Eni. Tale calo è stato solo parzialmente compensato dalla crescita registrata in Francia (+1,35 miliardi di metri cubi) e Germania/Austria (+1,31 miliardi di metri cubi) per effetto delle azioni commerciali intraprese.

In aumento le vendite nei mercati extra europei (+0,55 miliardi di metri cubi) per effetto dei maggiori volumi di GNL commercializzati nel Far East, in particolare in Giappone.

Le vendite dirette del settore Exploration & Production in Nord Europa e Stati Uniti (2,73 miliardi di metri cubi) sono in flessione di 0,13 miliardi di metri cubi per effetto dei minori volumi commercializzati nel Mare del Nord.

GNL

Nel 2012, le vendite di GNL (14,6 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,1 miliardi di metri cubi rispetto al 2011. In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power (10,5 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)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P		11,2	11,8	10,5	(1,3)	(11,0)
Italia		0,2				
Resto d'Europa		9,8	9,8	7,6	(2,2)	(22,4)
Extra Europa		1,2	2,0	2,9	0,9	45,0
Vendite E&P		3,8	3,9	4,1	0,2	4,9
<i>Terminali:</i>						
Bontang (Indonesia)		0,7	0,6	0,6		
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,6	0,4	0,5	0,1	22,5
Bonny (Nigeria)		2,2	2,5	2,7	0,2	6,8
Darwin (Australia)		0,3	0,4	0,3	(0,1)	(17,5)
		15,0	15,7	14,6	(1,1)	(7,1)

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

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

Al 31 dicembre 2012, la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (5,3 gigawatt al 31 dicembre 2011).

Nel 2012 al completamento delle disponibilità di energia elettrica ha

contribuito la maggiore attività di commercializzazione (+1,86 terawattora, pari al 12,4%) per effetto dei maggiori acquisti sul mercato a condizioni favorevoli.

Vendite di energia elettrica

Nel 2012 le vendite di energia elettrica (42,58 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (75%), borsa elettrica (14%), siti industriali (8%) e altro (3%).

L'aumento del 5,7% rispetto al 2011 è dovuto essenzialmente all'incremento del portafoglio clienti retail per effetto delle efficaci politiche di marketing intraprese pur in un contesto di debole andamento della richiesta elettrica nazionale.

		2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	5.154	5.008	5.206	198	4,0
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	547	528	462	(66)	(12,5)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	25,63	25,23	25,67	0,44	1,7
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.983	14.401	12.603	(1.798)	(12,5)
Disponibilità di energia elettrica	(terawattora)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		25,63	25,23	25,67	0,44	1,7
Acquisti di energia elettrica ^(a)		13,91	15,05	16,91	1,86	12,4
		39,54	40,28	42,58	2,30	5,7
Mercato libero ^(b)		27,84	27,25	31,84	4,59	16,8
Borsa elettrica		7,13	8,67	6,10	(2,57)	(29,6)
Siti		3,21	3,23	3,30	0,07	2,2
Altro ^{(a) (b)}		1,36	1,13	1,34	0,21	18,6
Vendite di energia elettrica		39,54	40,28	42,58	2,30	5,7

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

(b) Le perdite di rete sono state riclassificate dalla voce "Altro" a "Mercato Libero".

Nel 2012, nell'ambito dell'attività di vendita di gas naturale ed energia elettrica, Eni, al fine di meglio pianificare le azioni commerciali e predisporre 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.

Investimenti tecnici

Nel 2012 gli investimenti tecnici di €225 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali

a ciclo combinato per la generazione elettrica (€131 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€81 milioni).

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Mercato		248	184	212	28	15,2
Mercato		133	97	81	(16)	(16,5)
Italia		40	45	43	(2)	(4,4)
Estero		93	52	38	(14)	(26,9)
Generazione elettrica		115	87	131	44	50,6
Trasporto Internazionale		17	8	13	5	62,5
Investimenti tecnici		265	192	225	33	17,2
di cui:						
Italia		155	132	174	42	31,8
Estero		110	60	51	(9)	(15,0)

Refining & Marketing

Principali indicatori di performance

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

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

Performance dell'anno

- > Gli indici infortunistici del 2012 sono in diminuzione rispetto all'anno precedente (rispettivamente -45% l'indice di frequenza dei dipendenti e -27,7% quello dei contrattisti).
- > Proseguono i trend in riduzione di gas serra, NO_x e SO_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 un contesto economico caratterizzato dal forte calo della domanda di carburanti in Italia e dal perdurare di deboli condizioni dello scenario di raffinazione in un quadro di volatilità dei margini, nel 2012 il settore ha ridotto di €85 milioni la perdita netta adjusted (-€179 milioni) a seguito delle migliori performance operative, del miglioramento dell'affidabilità degli impianti e delle azioni di efficienza poste in essere. I risultati del marketing hanno sofferto del calo della domanda di prodotti, elevata pressione competitiva e aumento dei costi commerciali dovuto all'iniziativa promozionale estiva "riparti con eni".
- > Nel 2012 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 30,01 milioni di tonnellate in diminuzione del 6,1% rispetto al 2011. In Italia la flessione del 7,8% dei volumi processati riflette principalmente l'effetto delle fermate programmate al fine di attenuare l'impatto negativo dello scenario principalmente sui siti di Taranto e Gela. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono cresciute del 3,2% in particolare in Repubblica Ceca.
- > Le vendite rete in Italia di 7,83 milioni di tonnellate sono diminuite del 6,3% nel 2011, per effetto della contrazione dei consumi nazionali (-8,3% rispetto al 2011) in un quadro congiunturale recessivo caratterizzato da crescente pressione competitiva. La quota di mercato media del 2012 è del 31,2% in aumento di 0,7 punti percentuali rispetto al 2011 beneficiando dell'iniziativa estiva "riparti con eni".
- > Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 3,04 milioni di tonnellate sono in lieve aumento rispetto al 2011 (+1%). I maggiori volumi venduti in Austria e Svizzera per effetto delle efficaci politiche commerciali intraprese, sono stati quasi interamente compensati dai

minori volumi commercializzati nell'Est Europeo a causa della contrazione della domanda.

> Gli investimenti tecnici di €842 milioni hanno riguardato l'attività di raffinazione, supply e logistica (€583 milioni) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti, in particolare presso la Raffineria di Sannazzaro, nonché nel marketing, la ristrutturazione e il rebranding della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (€223 milioni).

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

Green Refinery

In ottobre è stato varato il progetto Green Refinery per la conversione del sito di Venezia in "bio-raffineria", oggetto di domanda di brevetto Eni, destinata alla produzione di bio-carburanti innovativi e di elevata qualità. Il progetto, che prevede un investimento stimato in circa €100 milioni, rappresenta il primo caso al mondo di riconversione di una raffineria convenzionale in bio-raffineria ed è fondato sulla tecnologia Ecofining, sviluppata e brevettata da Eni. La produzione di bio-carburanti è prevista in avvio all'inizio del 2014 una volta completata la conversione degli impianti esistenti e crescerà progressivamente a fronte dell'entrata in esercizio dei nuovi impianti che saranno completati nel primo semestre del 2015.

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2012 sono state acquistate 62,21 milioni di tonnellate di petrolio (59,02 milioni nel 2011), di cui 26,92 milioni dal settore Exploration & Production, 24,95 milioni sul mercato spot e 10,34 milioni dai Paesi produttori con contratti a termine. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 25% dalla Russia, 19% dall'Africa Occidentale, 12% dal Mare del Nord, 10% dall'Africa Settentrionale, 8% dal Medio Oriente, 6% dall'Italia e 20% da altre

aree. Sono state commercializzate 36,56 milioni di tonnellate di petrolio, in flessione del 13,9% rispetto al 2011 (-4,46 milioni di tonnellate). Sono state acquistate 4,53 milioni di tonnellate di semilavorati (4,26 milioni nel 2011) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 20,52 milioni di tonnellate di prodotti (15,85 milioni nel 2011) destinati alla vendita sui mercati esteri (17,24 milioni di tonnellate) e sul mercato italiano (3,28 milioni di tonnellate) a completamento delle disponibilità da produzione.

Acquisti	[milioni di tonnellate]	2010	2011	2012	Var. ass.	Var. %
Greggi equity						
Produzione Eni estero		26,90	24,29	23,57	(0,72)	(3,0)
Produzione Eni nazionale		3,24	3,35	3,35		
		30,14	27,64	26,92	(0,72)	(2,6)
Altri greggi						
Acquisti spot		20,95	20,44	24,95	4,51	22,1
Contratti a termine		17,16	10,94	10,34	(0,60)	(5,5)
		38,11	31,38	35,29	3,91	12,5
Totale acquisti di greggi						
Acquisti di semilavorati		3,05	4,26	4,53	0,27	6,3
Acquisti di prodotti		15,28	15,85	20,52	4,67	29,5
TOTALE ACQUISTI		86,58	79,13	87,26	8,13	10,3
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,92)	(0,89)	(0,75)	0,14	15,7
Altre variazioni ^(a)		(2,69)	(1,12)	(1,63)	(0,51)	(45,5)
		82,97	77,12	84,88	7,76	10,1

(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 2012 sono state di 30,01 milioni di tonnellate con una diminuzione del 6,1% rispetto al 2011 (-1,95 milioni di tonnellate). In Italia la flessione dei volumi processati (-7,8%) riflette principalmente l'effetto delle fermate programmate al fine di attenuare l'impatto negativo

dello scenario principalmente sui siti di Taranto e Gela (quest'ultima con la fermata di due linee produttive a partire da giugno 2012). Tali effetti negativi sono stati parzialmente compensati nell'ultima parte dell'anno dai maggiori volumi processati presso la Raffineria di Venezia (ferma dal novembre 2011 all'aprile 2012).