

Sviluppo

Nel 2015 sono stati ultimati 335 nuovi pozzi di sviluppo (132,4 in quota Eni) a fronte dei 440 (191 in quota Eni) del 2014 e dei 463 (187,2 in quota Eni) del 2013.

È attualmente in corso la perforazione di 103 pozzi di sviluppo (35 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 di sviluppo

(numero)	Pozzi completati ^(a)				Pozzi in progress			
	2013		2014		2015		2015	
	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	produttivi	sterili ^(b)	totale	in quota Eni
Italia	7,4	1,0	12,5		6,0		6,0	3,6
Resto d'Europa	6,3		9,8	1,0	10,2	0,1	14,0	3,0
Africa Settentrionale	61,6	3,3	54,5	1,0	30,5	2,8	17,0	9,2
Africa Sub-Sahariana	26,3	1,2	31,6		22,0	2,5	28,0	4,8
Kazakhstan	0,3		1,5		4,7		16,0	3,1
Resto dell'Asia	61,7	4,3	54,2	1,6	29,7	5,9	6,0	2,3
America	13,8		22,1	0,7	17,4	0,1	16,0	9,0
Australia e Oceania			0,1	0,4	0,5			
	177,4	9,8	186,3	4,7	121,0	11,4	103,0	35,0

(a) Numero di pozzi in quota Eni.

(b) 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

Nel 2015 Eni ha condotto operazioni in 42 paesi dei cinque continenti. Al 31 dicembre 2015 il portafoglio minerario di Eni consiste in 852 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo con una superficie totale di 342.708 chilometri quadrati in quota Eni: la superficie sviluppata è di 40.640 chilometri quadrati e la superficie non sviluppata è di 302.068 chilometri quadrati in quota Eni.

Nel 2015 le principali variazioni derivano: (i) dall'acquisto di nuovi

titoli principalmente in Egitto, Messico, Myanmar, Regno Unito e Costa d'Avorio, per una superficie di circa 21.500 chilometri quadrati; (ii) dal rilascio di licenze principalmente in Congo, Ghana, Italia, Nigeria, Norvegia, Pakistan, Tunisia e Stati Uniti per circa 15.600 chilometri quadrati; e (iii) dall'aumento di superficie netta per l'incremento di quota principalmente in Australia e dalla riduzione di superficie netta per rilascio parziale principalmente in Indonesia, con un effetto netto di 2.000 chilometri quadrati.

42 | Eni Relazione Finanziaria Annuale

Exploration & Production | Andamento operativo

Principali aree sviluppate e non sviluppate

	31 dicembre 2014			31 dicembre 2015			Totale Sup. netta ^(a)	
	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
EUROPA	44.842	274	15.873	52.732	68.605	10.989	34.134	45.123
Italia	17.297	147	10.647	10.436	21.083	8.924	8.051	16.975
Resto d'Europa	27.545	127	5.226	42.296	47.522	2.065	26.083	28.148
Cipro	10.018	3		12.523	12.523		10.018	10.018
Croazia	987	2	1.975		1.975	987		987
Groenlandia	1.909	2		4.890	4.890		1.909	1.909
Norvegia	3.672	56	2.310	7.594	9.904	452	2.662	3.114
Portogallo	6.370	3		9.099	9.099		6.370	6.370
Regno Unito	744	48	941	1.501	2.442	626	1.279	1.905
Altri Paesi	3.845	13		6.689	6.689		3.845	3.845
AFRICA	159.341	283	63.142	260.577	323.719	19.788	137.653	157.441
Africa Settentrionale	21.693	119	30.392	26.704	57.096	13.778	11.921	25.699
Algeria	1.179	42	3.222	187	3.409	1.148	31	1.179
Egitto	4.946	57	5.623	17.829	23.452	2.121	7.547	9.668
Libia	13.294	10	17.947	8.688	26.635	8.951	4.343	13.294
Tunisia	2.274	10	3.600		3.600	1.558		1.558
Africa Sub-Sahariana	137.648	164	32.750	233.873	266.623	6.010	125.732	131.742
Angola	4.327	72	7.688	13.608	21.296	987	3.417	4.404
Congo	2.883	26	1.794	943	2.737	971	383	1.354
Costa d'Avorio		1		1.431	1.431		429	429
Gabon	7.615	6		7.615	7.615		7.615	7.615
Ghana	1.664	2		226	226		100	100
Kenia	40.426	7		61.363	61.363		40.426	40.426
Liberia	1.841	3		7.364	7.364		1.841	1.841
Mozambico	5.103	6		3.911	3.911		1.956	1.956
Nigeria	7.638	36	23.268	8.747	32.015	4.052	3.380	7.432
SudAfrica	32.847	1		82.202	82.202		32.881	32.881
Altri Paesi	33.304	4		46.463	46.463		33.304	33.304
ASIA	109.237	70	17.556	202.632	220.188	5.803	111.380	117.183
Kazakhstan	869	6	2.391	2.542	4.933	442	427	869
Resto dell'Asia	108.368	64	15.165	200.090	215.255	5.361	110.953	116.314
Cina	7.075	8	77	7.056	7.133	13	7.056	7.069
India	6.167	11	206	16.546	16.752	109	6.058	6.167
Indonesia	26.248	14	3.218	31.415	34.633	1.217	23.907	25.124
Iraq	446	1	1.074		1.074	446		446
Myanmar	7.065	4		24.080	24.080		20.050	20.050
Pakistan	9.467	15	10.390	11.486	21.876	3.396	5.414	8.810
Russia	20.862	3		62.592	62.592		20.862	20.862
Timor Leste	1.230	1		1.538	1.538		1.230	1.230
Turkmenistan	180	1	200		200	180		180
Vietnam	26.384	5		30.777	30.777		23.132	23.132
Altri Paesi	3.244	1		14.600	14.600		3.244	3.244
AMERICA	7.943	211	5.245	9.458	14.703	3.351	3.277	6.628
Ecuador	1.985	1	1.985		1.985	1.985		1.985
Messico		3		67	67		67	67
Stati Uniti	3.500	192	1.617	2.301	3.918	803	1.315	2.118
Trinidad e Tobago	66	1	382		382	66		66
Venezuela	1.066	6	1.261	1.543	2.804	497	569	1.066
Altri Paesi	1.326	8		5.547	5.547		1.326	1.326
AUSTRALIA E OCEANIA	13.376	14	1.140	21.679	22.819	709	15.624	16.333
Australia	13.376	14	1.140	21.679	22.819	709	15.624	16.333
Totale	334.739	852	102.956	547.078	650.034	40.640	302.068	342.708

(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, in particolare nel 2015: (i) è stata realizzata una nuova linea di trattamento gas in grado di migliorare le capacità di trattamento del centro olio e le relative performance ambientali; (ii) prosegue l'attuazione del Piano di Monitoraggio Ambientale che costituisce un progetto di assoluta eccellenza a tutela dell'ambiente. Inoltre, attraverso il Piano d'Azione per la Biodiversità in Val d'Agri, Eni persegue le migliori pratiche di tutela dell'ambiente naturale; e (iii) azioni a supporto dello sviluppo culturale, sociale e turistico nonché interventi a sostegno delle attività di produzione e commercializzazione di prodotti agricoli e trasformazione agro-alimentare. Il 31 marzo 2016, nell'ambito dell'indagine avviata dalla Procura della Repubblica di Potenza per affermati reati ambientali descritta nella sezione contenziosi alla pag. 190, è stato disposto il sequestro di alcuni impianti funzionali all'attività produttiva che conseguentemente è stata interrotta. L'interruzione riguarda una produzione di circa 60 mila barili/giorno in quota Eni. Il valore d'uso della relativa CGU utilizzato ai fini dell'impairment test 2015 è significativamente superiore al valore di libro, così da escludere che una interruzione della produzione anche della durata maggiore fra quelle attualmente prevedibili comporti una rettifica dei valori di libro al 31 dicembre 2015.

Le altre principali attività hanno riguardato interventi nell'offshore Adriatico e Ionico: (i) la manutenzione e l'ottimizzazione della produzione principalmente sui campi di Barbara, Anemone, Annalisa, Armida e Guendalina; (ii) lo start-up del progetto Bonaccia NW e il proseguimento del programma di sviluppo del giacimento Clara; e (iii) l'avvio del programma CLEAN SEA (Continuous Long-term Environment Monitoring and Asset Integrity at Sea), un sistema robotizzato per eseguire monitoraggi ambientali e ispezioni sugli impianti offshore.

Nell'ambito del Protocollo d'Intesa per l'area di Gela, firmato nel novembre 2014 presso il Ministero dello Sviluppo Economico, hanno avuto inizio gli studi propedeutici al progetto offshore di sviluppo Argo Cluster.

Resto d'Europa

Norvegia Nel 2015, Eni si è aggiudicata due licenze esplorative: (i) l'operatorship della PL 806 con una quota del 40% nel Mare di Barents; e (ii) la PL 044C con una quota del 13,12% nel Mare del Nord. L'attività esplorativa dell'anno ha riguardato le attività preparatorie per una campagna di drilling esplorativo pianificata per il 2016.

A inizio anno è stata avviata la produzione di Eldfisk 2 (Eni 12,39%) nel Mare del Nord e nel Settembre 2015 è stato avviato il progetto Asgard Subsea Compression che rappresenta il primo progetto al mondo di compressione gas a fondo mare e che permetterà di ottimizzare la produzione dei giacimenti Mitgard (Eni 14,8%) e Mikkel (Eni 14,9%) nel Mare Norvegese.

Nel Marzo 2016, è stata avviata la produzione del giacimento di Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Il picco di pro-

duzione è stimato in 65 mila barili/giorno in quota Eni. La produzione avverrà attraverso un sistema sottomarino composto da 22 pozzi, di cui 12 sono pozzi di produzione, 7 serviranno a iniettare l'acqua nel giacimento e 3 per iniettare gas, che saranno allacciati al più grande e sofisticato impianto di produzione e stoccaggio cilindrico del mondo (FPSO) attraverso un sistema di condotte sottomarine per la produzione e per l'iniezione. L'utilizzo delle più avanzate tecnologie, l'alimentazione elettrica della piattaforma dalla terraferma, la re-iniezione in giacimento di acqua e gas e nessun flaring di gas in normale produzione consentiranno di minimizzare l'impatto ambientale.

Il progetto Goliat dispone, inoltre, di un sistema avanzato per la gestione di eventuali oil spill, in termini di organizzazione, attrezzature e tecnologie, che è stato testato nel corso del 2015 confermando come il programma soddisfi tutti i requisiti stabiliti dalle Autorità norvegesi. Tale risultato è stato ottenuto anche grazie al progetto Costal Oil Spill Preparedness Improvement Program (COSPIP), lanciato da Eni in collaborazione con altre major oil company ed istituti di ricerca internazionali e nazionali. Le altre attività dell'anno hanno riguardato: il mantenimento e l'ottimizzazione della produzione del giacimento Ekofisk (Eni 12,39%) ed è stata avviata la FSU di Heidrun (Eni 5,2%) nel Mare di Norvegia.

Regno Unito Nel 2015, Eni si è aggiudicata quattro licenze esplorative situate nel Mare del Nord centrale con quote tra il 9,13% e il 100% ed è stata finalizzata l'acquisizione di tre licenze nel Mare del Nord meridionale con una quota del 100%.

È stata avviata la produzione della fase 2 di sviluppo del giacimento West Franklin (Eni 21,87%) con il completamento di due pozzi produttori.

Le attività di sviluppo hanno riguardato le attività di drilling per completare lo sviluppo del giacimento Jasmine (Eni 33%).

Africa Settentrionale

Algeria Proseguono le attività di sviluppo e ottimizzazione sui campi in produzione di MLE-CAFC (Eni 75%, operatore) con operazioni di construction, infilling e ottimizzazione della produzione. Il progetto prevede un'ulteriore fase a olio con start-up atteso nel 2017 e plateau complessivo di oltre 30 mila boe/giorno (quota Eni).

Nel 2015 è stata ottenuta dalle Autorità l'estensione di cinque anni del campo operato di Rom Est (Eni 100%).

Le altre attività hanno riguardato azioni di infilling e production optimization nei Blocchi operati 403 a/d (Eni dal 65% al 100%), Rom Nord (Eni 35%) 401a/402a (Eni 55%), 403 (Eni 50%), nonché nei Blocchi 208 e 404 partecipati con una quota del 12,25%.

Egitto L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte: (i) giant a gas di Zohr nella licenza operata di Shorouk (Eni 100%) nelle acque profonde del Mar Mediterraneo. Il giacimento ha il potenziale di contenere fino a 850 miliardi di metri cubi di gas in posto. La scoperta potrà assicurare indipendenza energetica al Paese per molti anni. Nel febbraio 2016, il Ministero del Petrolio e delle Risorse Minerarie egiziano ha approvato l'assegnazione a Eni del Zohr Development Lease che sancisce l'avvio dello sviluppo del giacimento a gas. Il first gas è previsto a fine 2017. Inoltre è stato

44 | Eni Relazione Finanziaria Annuale

Exploration & Production | Andamento operativo

perforato con successo il pozzo Zohr 2X, primo pozzo di delineazione della scoperta. Il programma di delineazione prevede la perforazione di ulteriori 3 pozzi; (ii) a olio e gas con il pozzo Melehia West Deep nella concessione Melehia (Eni 76%) nel deserto occidentale; (iii) a olio di Sidri-18 nella concessione Abu Rudeis (Eni 100%) nel Golfo di Suez; (iv) a gas nel prospetto esplorativo Nooros, situato nella licenza di Abu Madi West (Eni 75%), nel Delta del Nilo. Le stime preliminari indicano che il giacimento possa contenere 15 miliardi di metri cubi di gas in posto, con ulteriore potenziale, a cui si sommano i condensati associati al gas. Il nuovo giacimento è stato messo in produzione a solo 2 mesi dalla scoperta attraverso il suo collegamento alla centrale di trattamento del gas di Abu Madi. Inoltre nel febbraio 2016 è stato perforato con successo il pozzo Nidoco North 1X. L'avvio della nuova scoperta è previsto nel secondo trimestre 2016 e consentirà di raggiungere una produzione complessiva dell'area pari a 45 mila boe/giorno.

Nel corso del 2015 sono stati ratificati i Concession Agreement relativi ai blocchi: (i) South-West Melehia (Eni 100%) nel deserto occidentale; (ii) Karawan (Eni 50%, operatore) e North Leil (Eni 100%) nell'offshore profondo del Mediterraneo; (iii) North El Hammad (Eni 37,5%, operatore) e North Ras El Esh (Eni 50%) nell'offshore del Nile Delta, queste ultime in attesa di ratifica da parte delle Autorità del Paese.

Nel Marzo 2015, Eni e il Ministro del Petrolio e delle Risorse Minerali egiziano hanno firmato un accordo quadro che prevede investimenti di \$5 miliardi (al 100%) nei prossimi anni finalizzati alla realizzazione di progetti di sviluppo di riserve di gas e olio nell'ottica di valorizzare il potenziale minerario locale. In tale ambito è stata definita con le controparti la modifica di alcuni parametri e termini dei contratti petroliferi esistenti, con effetti economici retroattivi al 1 gennaio 2015. L'accordo comprende la definizione di nuove forme di recupero dei crediti commerciali scaduti vantati da Eni per forniture di idrocarburi nei confronti delle Compagnie di Stato. Nel novembre 2015, così come previsto dall'accordo, sono stati firmati tre emendamenti per le concessioni di Sinai 12 (Eni 100%) e Abu Madi, North Port Said (Eni 100%) e Baltim (Eni 50%, operatore), per permettere l'attuazione di progetti da realizzare nei prossimi anni per far fronte alle crescenti esigenze energetiche della domanda locale egiziana. Inoltre è stato firmato anche un nuovo accordo di Concessione per l'area di Ashrafi (Eni 25%). Alcune delle attività previste sono in fase di esecuzione e un pozzo aggiuntivo nella concessione di Baltim è già in produzione.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato attività di infilling nelle aree del Golfo di Suez e del deserto occidentale e per il gas presso le concessioni di El Tamsah e Baltim nonché interventi di ottimizzazione della produzione al fine di migliorare il recupero delle riserve.

Nel corso dell'anno è stato avviato l'impianto pilota di Chemical Enhanced Oil Recovery per ottimizzare il recupero del potenziale minerario sul giacimento di Belajim (Eni 100%).

Libia L'attività esplorativa near-field ha avuto esito positivo nell'area contrattuale D (Eni 50%) con scoperte a gas e condensati: (i) nel prospetto esplorativo offshore Bahr Essalam Sud, in prossimità del giacimento in produzione di Bahr Essalam; (ii) nel prospetto esplorativo offshore Bouri Nord, in prossimità del giacimento

in produzione di Bouri. Questi ritrovamenti confermano il grande potenziale di risorse di gas naturale ancora presenti nel Paese.

Nel gennaio 2015 Eni e la compagnia di Stato NOC hanno firmato un accordo che sancisce la vendita durante il quadriennio 2015-2018 del gas associato alla produzione di olio del giacimento Bu Attifel nell'area contrattuale B (Eni 100%).

Le attività di sviluppo dell'area D hanno riguardato: (i) il collegamento e lo start-up di 3 pozzi di infilling oltre ad attività di ottimizzazione della produzione nel campo di Wafa; (ii) l'avvio della seconda fase di sviluppo del giacimento Bahr Essalam con l'inizio della campagna di perforazione e l'assegnazione del contratto EPC per la realizzazione del sistema sottomarino di collegamento agli impianti di trattamento onshore.

Africa Sub-Sahariana

Angola Nel corso del 2015 Eni e la compagnia di Stato Sonangol hanno firmato alcuni accordi che rafforzano la partnership strategica e operativa e che includono: (i) l'aggiornamento degli attuali piani di sviluppo della raffineria di Lobito di proprietà della compagnia di Stato angolana, con il supporto di Eni e delle sue competenze nel settore, anche sfruttando le potenziali sinergie derivanti dalle raffinerie già esistenti; e (ii) nell'ambito della strategia Eni di assicurare energia accessibile nel Paese, lo stato di avanzamento della valutazione delle risorse di gas nel Lower Congo Basin per fornire energia al mercato interno, sostenendo l'economia locale e lo sviluppo di progetti agricoli che favoriscono la diversificazione dell'economia del Paese. Inoltre Eni e Sonangol hanno concordato le revisioni contrattuali necessarie a supportare gli investimenti del Blocco 15/06 operato da Eni con il 36,84%, dove nel gennaio 2015 le Autorità angolane hanno sancito l'estensione triennale del periodo esplorativo del suddetto blocco.

Nel Blocco 15/06 è in produzione dalla fine del 2014 il progetto West Hub, prima attività produttiva operata da Eni nel Paese. Lo schema di sviluppo prevede l'allacciamento sequenziale alla FPSO N'goma delle numerose scoperte dell'hub a sostegno del plateau produttivo. Nell'aprile 2015 è stata avviata la produzione del giacimento Cinguvu che fa seguito all'avvio di Sangos, e nel gennaio 2016 è stata avviata la produzione del campo di M'Pungi che porta la produzione complessiva dell'area a circa 25 mila barili/giorno in quota Eni.

Sono stati inoltre conseguiti gli avvii produttivi del: (i) progetto Kizomba satelliti Fase 2 (Eni 20%), nell'offshore profondo del Paese, attraverso la messa in produzione di ulteriori tre campi connessi all'esistente FPSO. Il picco di produzione è stimato in circa 80 mila barili/giorno; (ii) progetto Lianzi (Eni 10%) con lo start-up dei primi due pozzi che hanno raggiunto alla fine dell'anno il livello produttivo di circa 25 mila barili/giorno. È stato conseguito l'avvio di un ulteriore pozzo nel corso del 2016 che consentirà di raggiungere il picco produttivo pari a 35 mila barili/giorno; e (iii) campo Gazela (Eni 12%) con una produzione pari a circa 3 mila barili/giorno.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato: (i) il completamento delle attività di flaring down sul giacimento Nemba (Eni 9,8%), con una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%; e (ii) le attività a progetto sul giacimento Mafumeira (Eni 9,8%) con start-up previsto alla fine del 2016.

Congo L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco Marine XII (Eni 65%, operatore): (i) con il pozzo di appraisal Minsala N1, confermando il potenziale minerario dell'omonima scoperta; e (ii) con la scoperta Nkala Marine. La scoperta è stimata con un potenziale di circa 250-300 milioni di boe. Le numerose scoperte realizzate nelle sequenze pre-sale nel blocco Marine XII confermano l'efficacia delle tecnologie esplorative Eni, con risorse in posto scoperte di olio e gas stimate in circa 5,8 miliardi di boe.

Nel corso del 2015 è stato definito un accordo quadro di collaborazione per l'espansione della centrale elettrica CEC (Eni 20%), volto a promuovere lo sviluppo energetico per contribuire alla crescita del Paese.

È stato completato il programma Project Intégrée Hinda (PIH) per il miglioramento delle condizioni di vita della popolazione residente nell'area di M'Boundi. Le attività programmate del PIH nel quinquennio 2011-2015 hanno riguardato i settori dell'educazione, della salute, dell'agricoltura ed accesso all'acqua, con iniziative mirate e condivise con le istituzioni locali. Del progetto hanno beneficiato circa 25.000 persone. Con il supporto del The Earth Institute della Columbia University è stato avviato un programma per l'elaborazione di un sistema di monitoraggio volto a valutare l'efficacia del progetto PIH e il suo contributo allo sviluppo dell'area.

È stata avviata la produzione del giacimento di Litchendjili nel blocco Marine XII, attraverso l'installazione di una piattaforma di produzione, la realizzazione delle facility di trasporto e dell'impianto di trattamento onshore. Il picco produttivo di Litchendjili in quota Eni è di 14 mila boe/giorno ed è atteso nel corso del 2016. La produzione gas del giacimento alimenterà la centrale elettrica CEC a cui si aggungerà la produzione olio con i prossimi pozzi di sviluppo.

Prosegue l'attività di sviluppo del giacimento in produzione di Néné Marine, avviato nel 2014, nel blocco Marine XII con il completamento e lo start-up di ulteriori due pozzi produttivi. Nel 2015 è stata sanzionata la FID della fase 2 di sviluppo del giacimento Néné Marine, con start-up previsto nel secondo semestre 2016.

Ghana Nel Marzo 2016, Eni si è aggiudicata l'operatorship della licenza esplorativa Cape Three Points Block 4 (Eni 42,47%), nell'offshore del Paese.

Nel corso del 2015 è stato definito e firmato con le Autorità del Paese il Gas Sale Agreement e i relativi accordi di garanzia per la vendita del gas naturale del progetto OCTP (Eni 47,22%, operatore), sanzionato e approvato dal Ministro del Petrolio nel dicembre 2014. Il programma di sviluppo integrato petrolio e gas naturale prevede la messa in produzione delle scoperte Sankofa, Sankofa East e Gye Nyame, con lo start-up della produzione di petrolio nel 2017 e first gas nel 2018. Il progetto prevede il picco produttivo di circa 40 mila boe/giorno in quota Eni nel 2019.

Nel corso dell'anno le attività a progetto hanno riguardato: (i) l'assegnazione dei principali contratti per la realizzazione della FPSO e la realizzazione delle facility offshore; e (ii) l'avvio delle attività di drilling di sviluppo con la perforazione di 5 pozzi. Inoltre durante il 2015 è stato definito un piano di Livelihood Restoration a favore della popolazione dell'area.

Sulla base del modello di cooperazione Eni, è stato definito, con il coinvolgimento degli stakeholder locali, un programma a medio-

lungo termine a sostegno delle comunità del Paese. Le principali attività in corso riguardano l'area occidentale del Paese (Western Region) con la prosecuzione del Progetto Salute di cui beneficeranno oltre 300.000 persone. In particolare il progetto include: (i) la costruzione di 8 ambulatori medici, di cui 6 già realizzati; (ii) la ristrutturazione di 9 ambulatori già presenti nel territorio, di cui 2 già ultimati; (iii) la costruzione e ristrutturazione di un ulteriore reparto di maternità oltre a quello già inaugurato nel corso dell'anno; e (iv) sono state consegnate 5 ambulanze mentre proseguono le attività di training a personale medico e paramedico nonché la fornitura di ulteriori attrezzature mediche.

Mozambico Nell'ottobre 2015 Eni si è aggiudicata l'operatorship del blocco esplorativo offshore A-5A (Eni 34%) nelle acque profonde dello Zambesi, di una superficie di circa 5.000 chilometri quadrati. Nel novembre 2015, in accordo con il Decreto Legge approvato nel dicembre 2014 che definisce il regime fiscale del Rovuma Basin e le regole per i progetti di liquefazione onshore, i concessionari di Area 4 (operata da Eni) e Area 1 (operata da Anadarko) hanno firmato lo Unitization and Unit Operating Agreement (UUA) che regola lo sviluppo degli straddling reservoirs a gas di Mamba e Prosperidade. Inoltre è stata sottoposta congiuntamente dai due operatori alle Autorità l'allocation delle aree onshore per la realizzazione degli impianti di liquefazione.

Il progetto Mamba prevede nella fase iniziale la realizzazione di due treni GNL onshore con una capacità complessiva di 10 milioni di tonnellate/anno e la perforazione di 16 pozzi sottomarini, con start-up nel 2022, per la produzione di 340 miliardi di metri cubi di gas secondo il piano di sviluppo indipendente ma coordinato con l'operatore dell'Area 1. La FID è prevista nel 2017.

Le altre attività di sviluppo riguardano la messa in produzione della scoperta Coral. Nel febbraio 2016 il programma di sviluppo della prima fase è stato approvato da parte delle Autorità del Paese. Il progetto prevede la messa in produzione di 140 miliardi di metri cubi di gas attraverso la realizzazione di un impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione e lo stoccaggio del gas (Floating LNG - FLNG) con una capacità di 3,4 milioni di tonnellate/anno, alimentato da 6 pozzi sottomarini con start-up nel 2021. Il progetto ha ottenuto nel settembre 2015 la Environmental License alla fine di un processo di valutazione ambientale e sociale che ha coinvolto le comunità locali e le Autorità del Paese. Sono state emesse le contracts' award recommendation per le fasi di costruzione, installazione e commissioning della FLNG e di fornitura degli impianti sottomarini nonché dei rig per il drilling. Inoltre è stato finalizzato il contratto di lungo termine di vendita del GNL. La FID è prevista nel 2016, a seguito dell'approvazione di tutti i contratti e degli accordi commerciali da parte delle autorità Mozambicane e dai partner del progetto. Sulla base del modello di cooperazione Eni è stato definito, anche attraverso il coinvolgimento degli stakeholder locali, un programma a medio-lungo termine a sostegno delle comunità del Paese e che sarà parte integrante delle attività di sviluppo. Le linee guida del programma prevedono diversi ambiti d'intervento con l'obiettivo di sviluppare le condizioni socio-economiche delle popolazioni e nel rispetto della biodiversità. In particolare nel corso del 2015 sono stati completati alcuni progetti: (i) Water Wells Project per migliorare l'accesso all'acqua presso

46 Eni Relazione Finanziaria Annuale

Exploration & Production Andamento operativo

l'area di Palma attraverso un sistema di water management che include la formazione di comitati di gestione locali per garantire la sostenibilità sul lungo termine dell'iniziativa; (ii) interventi nell'ambito di educazione primaria, secondaria e formazione professionale; (iii) la fornitura di energia elettrica alla scuola elementare dell'area di Pemba a sostegno dell'alfabetizzazione; e (iv) la riabilitazione di alcune strutture dell'ospedale di Pemba ed interventi di formazione specialistica per medici, infermieri e tecnici ospedalieri.

Nigeria Sono state completate le attività con conseguente avvio produttivo del: (i) progetto Bonga NW, con l'allacciamento di ulteriori pozzi produttori e iniettori all'esistente FPSO; e (ii) progetto Abo fase 3 con l'allacciamento di due ulteriori pozzi produttori alle esistenti facility produttive dell'area.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) nel blocco OML 28 (Eni 5%), le attività di drilling nell'ambito del progetto integrato nell'area di Gbara-Ubie per la fornitura di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny (Eni 10,4%) e start-up previsto nel 2016; e (ii) nel blocco OML 43 (Eni 5%), il programma di sviluppo del giacimento Forcados-Yokri prevede la perforazione di 24 pozzi produttori, l'upgrading delle flowstations esistenti e la realizzazione di facility di trasporto. Lo start-up è atteso nel 2016.

Proseguono le attività di sviluppo sui blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%): (i) il programma di flaring down e valorizzazione del gas associato continua presso le flow station di Kwale/Oshi e l'oil center di Ebocha. Nel 2015 il programma ha raggiunto una riduzione di circa l'85% dei volumi bruciati; e (ii) il progetto di gestione delle acque di produzione attraverso la realizzazione di sistemi di raccolta, trattamento e re-iniezione in giacimento. Nel corso del 2015 è stato completato il primo hub di trattamento con la realizzazione di facility con capacità complessiva pari a 60 mila barili/giorno.

Inoltre nel corso dell'anno sono proseguiti i programmi di sostegno della popolazione locale con iniziative nei campi delle infrastrutture pubbliche, dei servizi d'istruzione, programmi sanitari, ampliamento delle aree fornite di energia elettrica, nonché attività di training per favorire lo sviluppo economico in particolare nel settore agricolo.

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 residua di diciotto anni dalle produzioni della SPDC JV e della NADC JV dai blocchi OML 60, 61, 62 e 63 con un impegno contrattuale di fornitura media del prossimo quadriennio pari a circa 80 milioni residua di metri cubi/giorno (circa 7,5 milioni in quota Eni equivalenti a circa 48 mila boe/giorno). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense, asiatico ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co. Nel corso dell'anno sono state varate sei nuove metaniere.

Kazakhstan

Nuove iniziative Nel giugno 2015 Eni e KazMunayGas (KMG) hanno firmato un accordo che stabilisce le condizioni per il trasferimento a Eni di una quota del 50% dei diritti per la ricerca e la produzione di idrocarburi del blocco di Isatay, situato nelle acque kazake del Mar Caspio. Il perfezionamento dell'accordo avverrà una volta ottenute le approvazioni di legge richieste. Il blocco, che si stima abbia un notevole potenziale di risorse petrolifere, sarà operato da una joint operating company paritetica tra Eni e KMG. Inoltre, a seguito del completamento del FEED, sono state avviate le attività per l'assegnazione dei contratti relativi alla costruzione di un cantiere navale a Kuryk, così come previsto dagli accordi siglati nel 2014.

Kashagan Il 13 giugno 2015 è stato completato il processo di cambiamento del modello operativo per la conduzione delle operazioni del progetto. Il nuovo modello, che ha l'obiettivo di migliorare l'efficienza dei processi operativi e decisionali e ridurre i costi, prevede che la società NCOC NV, partecipata dai sette partner del consorzio, sia l'Operatore unico di tutte le fasi di esplorazione, sviluppo e produzione di Kashagan (Eni 16,81%).

Nel Dicembre 2015, le autorità Kazake hanno approvato l'amendment 5 al piano di sviluppo della Fase 1 del progetto Kashagan (la cosiddetta Experimental Program) che ha definito l'aggiornamento dello schedule e del budget del progetto e le attività di sostituzione delle pipeline danneggiate a seguito dell'incidente occorso subito dopo lo start-up di Settembre 2013 che aveva costretto il Consorzio all'interruzione della produzione.

Nel corso dell'anno sono proseguite le attività di sostituzione delle due pipeline danneggiate. L'installazione sarà completata nella seconda metà del 2016, con il conseguente riavvio produttivo entro la fine del 2016. Si prevede che la produzione raggiunga la capacità totale della Fase 1 dello sviluppo, pari a 370 mila barili/giorno, nel corso del 2017.

Nell'ambito degli accordi raggiunti con le Autorità locali, prosegue il programma di formazione professionale di risorse locali nel settore Oil & Gas, oltre alla realizzazione di infrastrutture a scopo sociale. Al 31 dicembre 2015 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a \$9,2 miliardi pari a €8,4 miliardi al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2015, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2015 (\$6,8 miliardi), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (\$2,4 miliardi).

Al 31 dicembre 2015 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 611 milioni di barili in aumento di 31 milioni di barili rispetto al 2014, dovuto principalmente all'effetto della riduzione del prezzo del Brent. La maggior parte delle riserve di Kashagan sono undeveloped.

Karachaganak Nel giugno 2015 è stato definito l'accordo di estensione fino al 2038 del Gas Sales Agreement del giacimento Karachaganak (Eni 29,25%). L'accordo garantisce la fornitura degli attuali volumi di gas all'impianto di trattamento di Orenburg, ponendo le basi all'implementazione di nuovi progetti per mantenere il livello dei volumi prodotti di liquidi e gas.

È allo studio l'Expansion Project del giacimento Karachaganak attraverso la realizzazione, in stadi successivi, di impianti per il

trattamento gas e per la re-iniezione al fine di mantenere il profilo produttivo di liquidi. Sono in corso le valutazioni tecniche e commerciali per la definizione della prima fase di sviluppo volta a incrementare la capacità di re-iniezione gas.

Prosegue l'impegno di Eni a sostegno delle comunità presso l'area del giacimento di Karachaganak. In particolare continuano gli interventi in ambito di: (i) formazione professionale; e (ii) realizzazione di asili, manutenzione di ospedali e strade, costruzione di impianti di riscaldamento e di centri sportivi.

Inoltre, a seguito della ridefinizione della Sanitary Protection Zone (SPZ) associata ai progetti di sviluppo in corso, nel 2015 è stato avviato, in conformità alle best practices e standard internazionali, un progetto per la rilocalizzazione degli abitanti dei villaggi di Berezovka e Bestau.

Sono proseguite le attività di monitoraggio su biodiversità ed ecosistemi presso le aree produttive.

Al 31 dicembre 2015 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 587 milioni di boe, con un aumento di 98 milioni di boe rispetto al 2014, dovuto principalmente all'effetto della riduzione del prezzo del Brent.

Resto dell'Asia

Indonesia L'attività di valutazione successiva alla scoperta a gas Merakes, nell'offshore profondo del blocco East Sepinngan [Eni operatore, 85%], ha consentito di incrementare in misura significativa le stime dei volumi di gas in place.

Le attività di sviluppo in corso per assicurare le forniture all'impianto di Bontang riguardano: (i) il progetto Jangkrik [Eni operatore con il 55%] nell'offshore del Kalimantan. Le attività prevedono 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. Lo start-up è previsto nel 2017; e (ii) il progetto di Bangka [Eni 20%] nel Kalimantan orientale, con avvio atteso nel 2016.

Nel giugno 2015 Eni e i partner del progetto Jangkrik hanno firmato con la società PT Pertamina due accordi per la vendita a partire dal 2017 di 1,4 milioni di tonnellate/anno di GNL.

Sono in corso diverse iniziative sui temi di protezione ambientale, sanitario e scolastico per le comunità locali nelle aree operative del Kalimantan orientale, di Papua e del Nord Sumatra.

Iran Le attività Eni nel Paese hanno riguardato esclusivamente il recupero dei costi sostenuti in passato per lo sviluppo di progetti petroliferi riconsegnati alle first party iraniane. Si ritiene che tali attività, anche alla luce del recente accordo tra Iran e i paesi occidentali che ha portato alla parziale rimozione delle sanzioni, non rappresentino violazione di alcuna normativa applicabile.

Iraq Sono in fase di completamento le attività relative alla fase iniziale di sviluppo (Rehabilitation Plan) del giacimento Zubair [Eni 41,6%].

A inizio marzo 2016 sono stati infatti avviati tre nuovi impianti di ultima generazione per il trattamento di olio, gas e acqua (Initial Production Facilities - IPF) che assieme a quelli già esistenti, ristrutturati e ammodernati, hanno aumentato la capacità di trattamento dell'olio e del gas di Zubair a circa 650 mila barili/giorno e consenti-

ranno anche di massimizzare l'utilizzo del gas associato. Oltre alle operazioni di trattamento, questi impianti hanno una capacità di iniezione di acqua in giacimento di 300 mila barili/giorno, che sarà determinante per aumentare la produzione di idrocarburi di Zubair.

Il progetto Zubair include una ulteriore fase di sviluppo (Enhanced Redevelopment Plan), le cui attività sono state avviate nel 2014, per il raggiungimento del plateau di produzione di 850 mila barili/giorno.

Nel Settembre 2015, Occidental of Iraq LLC, uno dei partner di Eni Iraq BV nel progetto Zubair, ha comunicato la sua decisione di uscire dal progetto Zubair e nel Dicembre 2015 SOC, la compagnia petrolifera di Stato irachena, ha manifestato la volontà di subentrare a Occidental of Iraq LLC. Sono in corso negoziati tra le parti coinvolte.

Proseguono le iniziative a supporto delle comunità locali, in particolare nell'ambito dell'istruzione, attraverso la ristrutturazione di edifici scolastici e progetti a supporto delle attività didattiche.

America

Stati Uniti L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo Puckett Trust 1H, nell'ambito dell'accordo stipulato con Quicksilver Resources volto a valutare, esplorare e sviluppare giacimenti non convenzionali (shale oil) situati nella parte meridionale del bacino del Delaware nel Texas occidentale. La scoperta è stata già allacciata alle facility produttive presenti nell'area.

Nell'ambito della razionalizzazione del portafoglio, è stata completata la vendita di alcuni asset produttivi minori nel Golfo del Messico.

Nel corso dell'anno sono stati avviati nel Golfo del Messico: (i) il giacimento Hadrian South (Eni 30%), con una produzione giornaliera stimata in 10 milioni di metri cubi di gas e 2.250 barili di idrocarburi liquidi (circa 16 mila boe/giorno in quota Eni); e (ii) il giacimento Lucius (Eni 8,5%), con una produzione giornaliera stimata di circa 7.000 boe/giorno in quota Eni.

Ad inizio 2016 è stata avviata la produzione del progetto Heidelberg (Eni 12,5%) nell'offshore profondo del Golfo del Messico. La produzione a regime è prevista in circa 9 mila boe/giorno in quota Eni. Proseguono le attività di sviluppo pianificate.

Le altre attività di sviluppo hanno riguardato attività di drilling: (i) sul campo operato di Devil's Tower (Eni 75%) nonché sui campi non operati di Medusa (Eni 25%), K2 (Eni 13,39%) e St. Malo (Eni 1,25%) nel Golfo del Messico; e (ii) sui giacimenti Nikaitchuq (Eni 100%, operatore) e Oooguruk (Eni 30%) in Alaska.

Sulla base del modello Eni di sviluppo sostenibile, nel corso dell'anno è proseguito l'aggiornamento del Piano di azioni di tutela della biodiversità e dei servizi ecosistemici nell'area produttiva di Nikaitchuq.

Venezuela Nel luglio 2015 è stata avviata la produzione del giacimento giant a gas di Perla nel blocco Cardon IV (Eni 50%), localizzato nel Golfo di Venezuela. Il gas prodotto sarà principalmente utilizzato dalla società di stato PDVSA nel mercato domestico sulla base di un Gas Sale Agreement fino al 2036. Lo sviluppo di Perla è stato pianificato in tre fasi con 21 pozzi di produzione, la posa di quattro piattaforme collegate tramite gasdotto a un impianto di trattamento onshore. Il livello produttivo alla fine dell'anno è stato

48 | Eni Relazione Finanziaria Annuale

Exploration & Production | Andamento operativo

di oltre 14 milioni di metri cubi/giorno al 100%. La seconda fase di sviluppo porterà a una produzione di 23 milioni di metri cubi/giorno. La terza fase di sviluppo permetterà di raggiungere il plateau di produzione di 34 milioni di metri cubi/giorno.

Proseguono le attività di drilling del giacimento giant a olio pesante Junin 5 (Eni 40%), situato nella Faja dell'Orinoco. Sono in corso di valutazione possibili ottimizzazioni del programma di sviluppo.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (€10.234 milioni) hanno riguardato essenzialmente gli investi-

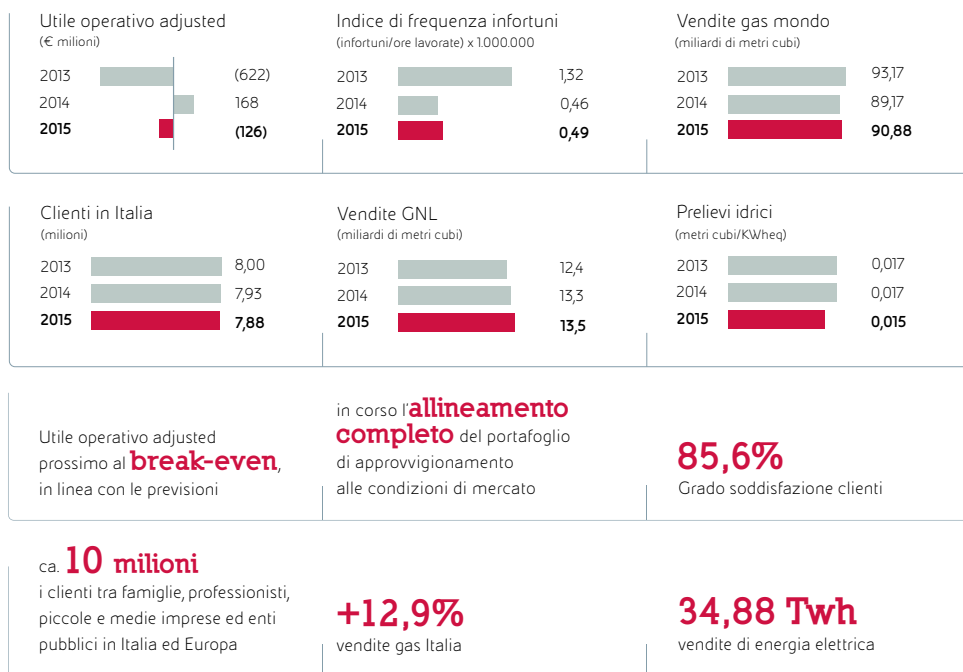
menti di sviluppo (€9.341 milioni), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Angola, Norvegia, Egitto, Kazakhstan, Congo, Indonesia e Stati Uniti. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di sidetrack e workover nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa (€820 milioni) hanno riguardato per il 97% le attività all'estero, in particolare in Egitto, Libia, Cipro, Gabon, Congo, Stati Uniti, Regno Unito ed Indonesia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area dell'offshore Adriatico, della Val d'Agri e Val Padana.

Nel 2015 la spesa di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata pari a €78 milioni (€83 milioni nel 2014). Sono state depositate 8 domande di brevetto.

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve proved e unproved		109				
Africa Settentrionale		109				
Africa Sub-Sahariana						
America						
Esplorazione		1.669	1.398	820	(578)	(41,3)
Italia		32	29	28	(1)	(3,4)
Resto d'Europa		357	188	176	(12)	(6,4)
Africa Settentrionale		95	227	289	62	27,3
Africa Sub-Sahariana		757	635	196	(439)	(69,1)
Kazakhstan		1				
Resto dell'Asia		233	160	71	(89)	(55,6)
America		110	139	54	(85)	(61,2)
Australia e Oceania		84	20	6	(14)	(70,0)
Sviluppo		8.580	9.021	9.341	320	3,5
Italia		743	880	679	(201)	(22,8)
Resto d'Europa		1.768	1.574	1.264	(310)	(19,7)
Africa Settentrionale		808	832	1.570	738	88,7
Africa Sub-Sahariana		2.675	3.085	2.998	(87)	(2,8)
Kazakhstan		658	521	835	314	60,3
Resto dell'Asia		749	1.105	1.333	228	20,6
America		1.127	921	637	(284)	(30,8)
Australia e Oceania		52	103	25	(78)	(75,7)
Altro		117	105	73	(32)	(30,5)
		10.475	10.524	10.234	(290)	(2,8)

Gas & Power



Performance dell'anno

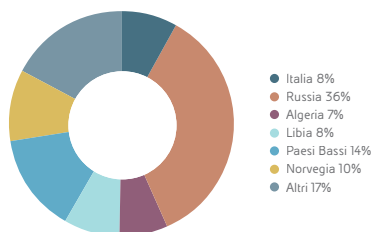
- ▶ Nel 2015 l'indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale ha registrato un aumento del 6,5% pur in presenza del medesimo numero di eventi correlati rispetto allo scorso esercizio (5 infortuni in entrambi gli anni).
- ▶ Nel 2015 le emissioni di gas serra sono aumentate del 4,4% in misura minore rispetto alla crescita delle produzioni di energia elettrica (+5,8%), cui è riconducibile la quasi totalità delle emissioni del settore. Inoltre gli interventi di efficienza energetica realizzati e l'entrata a regime della nuova centrale presso il sito di Bolgiano, hanno consentito un miglioramento di tutti gli indici di performance relativi alle emissioni.
- ▶ Il prelievi idrici per KWheq prodotti dalle centrali EniPower sono diminuiti dell'11,8% per effetto dell'utilizzo più efficiente dell'acqua nei processi produttivi delle diverse centrali.
- ▶ Nel 2015 il settore Gas & Power ha registrato la perdita netta adjusted di €168 milioni con un peggioramento di €254 milioni rispetto all'utile di €86 milioni rilevato nel 2014. La variazione riflette i maggiori proventi una tantum connessi alle rinegoziazioni rilevati nello scorso esercizio oltre che all'esito sfavorevole di un contenzioso commerciale nel quarto trimestre 2015.
- ▶ Le vendite di gas mondo sono state di 90,88 miliardi di metri cubi con un incremento dell'1,9% rispetto al 2014 (+1,71 miliardi di metri cubi). In aumento del 12,9% le vendite in Italia (38,44 miliardi di metri cubi) per effetto di maggiori vendite spot e temperature più rigide rispetto al 2014. In calo le vendite nei mercati europei (38,28 miliardi di metri cubi; -9,3%).
- ▶ Le vendite di energia elettrica di 34,88 terawattora sono cresciute di 1,30 terawattora rispetto al 2014, pari al 3,9%.
- ▶ Gli investimenti tecnici di €154 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€69 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas in Italia e all'estero (€69 milioni).

Strategia

Nel settore Gas & Power si prevede una lieve ripresa della domanda pur a livelli ancora distanti dai valori pre-crisi in un contesto in cui permarrà forte la competizione da altre fonti (carbone e rinnovabili). Nei prossimi anni la generalizzata situazione di oversupply risulterà essere acuita dall'attuale rallentamento dell'economia cinese, con un ruolo sempre più importante degli hub europei presso i quali viene scambiato oltre il 60% dei consumi. Obiettivo prioritario è il focus su redditività e generazione di cassa sostenibile, attraverso le seguenti direttrici di intervento:

- (i) completo allineamento del portafoglio di approvvigionamento del gas alle condizioni di mercato;
- (ii) semplificazione della macchina operativa e ottimizzazione dei costi di logistica con un risparmio di €300 milioni entro il 2019;
- (iii) rinnovato focus sia nel segmento B2B che retail su segmenti e mercati con livelli di redditività maggiori anche tramite il lancio di prodotti innovativi;
- (iv) valorizzazione delle attività di trading e GNL anche in funzione delle recenti scoperte upstream.

Il management prevede che tali azioni consentiranno di ottenere un flusso di cassa operativo cumulato pari a €2,8 miliardi nel periodo 2016-2019.

Approvvigionamenti di gas naturale delle società consolidate
 (85,39 miliardi di metri cubi)


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 1.300 clienti tra grandi imprese, produttori di energia elettrica, grossisti e operatori del settore dell'autotrazione. Sono invece 7,88 milioni i clienti tra famiglie, professionisti, piccole e medie imprese ed enti pubblici dislocati su tutto il territorio nazionale e 2,3 milioni i clienti nei Paesi europei in cui Eni opera.

In un contesto di mercato caratterizzato da un lieve recupero della domanda nel 2015 (+9% e 6,5% i consumi nazionali e nell'Unione Europea rispetto al 2014, rispettivamente) ma ancora depresso rispetto ai volumi commercializzati prima della crisi e caratterizzato dalla crescente pressione competitiva, Eni ha posto in essere una serie di operazioni (rinegoziazioni di contratti di fornitura, azioni di efficienza e di ottimizzazione) atte a preservare la redditività del business pur in presenza di ancora deboli fondamentali di mercato (per maggiori informazioni sul contesto competitivo del settore europeo del gas si veda il capitolo "Fattori di rischio" di seguito).

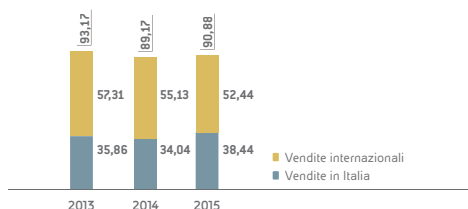
Gas naturale**Approvvigionamenti di gas naturale**

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate sono stati di 85,39 miliardi di metri cubi con un aumento rispetto al 2014 di 2,48 miliardi di metri cubi, pari al 3%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (78,66 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 92% del totale, sono in crescita rispetto al

Approvvigionamenti di gas naturale (miliardi di metri cubi)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
ITALIA	7,15	6,92	6,73	(0,19)	(2,7)
Russia	29,59	26,68	30,33	3,65	13,7
Algeria (incluso il GNL)	9,31	7,51	6,05	(1,46)	(19,4)
Libia	5,78	6,66	7,25	0,59	8,9
Paesi Bassi	13,06	13,46	11,73	(1,73)	(12,9)
Norvegia	9,16	8,43	8,40	(0,03)	(0,4)
Regno Unito	3,04	2,64	2,35	(0,29)	(11,0)
Ungheria	0,48	0,38	0,21	(0,17)	(44,7)
Qatar (GNL)	2,89	2,98	3,11	0,13	4,4
Altri acquisti di gas naturale	3,63	5,56	7,21	1,65	29,7
Altri acquisti di GNL	1,58	1,69	2,02	0,33	19,5
ESTERO	78,52	75,99	78,66	2,67	3,5
TOTALE APPROVVIGIONAMENTI DELLE SOCIETA' CONSOLIDATE	85,67	82,91	85,39	2,48	3,0
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	(0,58)	(0,20)		0,20	100,0
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni	(0,31)	(0,25)	(0,34)	(0,09)	(36,0)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE	84,78	82,46	85,05	2,59	3,1
Disponibilità per la vendita delle società collegate	5,78	3,65	2,67	(0,98)	(26,8)
Volumi E&P	2,61	3,06	3,16	0,10	3,3
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA	93,17	89,17	90,88	1,71	1,9

Vendite gas mondo
(miliardi di metri cubi)



2014 (+2,67 miliardi di metri cubi; +3,5%) per effetto dei maggiori ritiri da Russia (+3,65 miliardi di metri cubi) e Libia (+0,59 miliardi di metri cubi) parzialmente compensati dai minori volumi approvvigionati da Paesi Bassi (-1,73 miliardi di metri cubi), Algeria (-1,46 miliardi di metri cubi) e Regno Unito (-0,29 miliardi di metri cubi). Gli approvvigionamenti in Italia (6,73 miliardi di metri cubi) sono

in lieve calo (-0,19 miliardi di metri cubi) rispetto al 2014 per effetto del declino dei campi maturi.

Nel 2015 i principali flussi approvvigionati di gas equity derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (5,2 miliardi di metri cubi); (ii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,2 miliardi di metri cubi); (iii) dai giacimenti libici (2,2 miliardi di metri cubi); (iv) degli Stati Uniti (1,4 miliardi di metri cubi); (v) di altre aree europee (Croazia con 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 17 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 19% del totale delle disponibilità per la vendita.

Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale nel 2015 sono state di 90,88 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a equity e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una crescita di 1,71 miliardi di metri cubi rispetto al 2014 (+1,9%).

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)		2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate			83,60	81,73	84,94	3,21	3,9
Italia (inclusi autoconsumi)			35,76	34,04	38,44	4,40	12,9
Resto d'Europa			42,30	43,07	41,14	(1,93)	(4,5)
Extra Europa			5,54	4,62	5,36	0,74	16,0
Vendite delle società collegate (quota Eni)			6,96	4,38	2,78	(1,60)	(36,5)
Italia			0,10				
Resto d'Europa			5,05	3,15	1,75	(1,40)	(44,4)
Extra Europa			1,81	1,23	1,03	(0,20)	(16,3)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico			2,61	3,06	3,16	0,10	3,3
TOTALE VENDITE GAS MONDO			93,17	89,17	90,88	1,71	1,9

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)		2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
ITALIA			35,86	34,04	38,44	4,40	12,9
Grossisti			4,58	4,05	4,19	0,14	3,5
PSV e borsa			10,68	11,96	16,35	4,39	36,7
Industriali			6,07	4,93	4,66	(0,27)	(5,5)
PMI e terziario			1,12	1,60	1,58	(0,02)	(1,3)
Termoelettrici			2,11	1,42	0,88	(0,54)	(38,0)
Residenziali			5,37	4,46	4,90	0,44	9,9
Autoconsumi			5,93	5,62	5,88	0,26	4,6
VENDITE INTERNAZIONALI			57,31	55,13	52,44	(2,69)	(4,9)
Resto d'Europa			47,35	46,22	42,89	(3,33)	(7,2)
Importatori in Italia			4,67	4,01	4,61	0,60	15,0
Mercati europei			42,68	42,21	38,28	(3,93)	(9,3)
Penisola Iberica			4,90	5,31	5,40	0,09	1,7
Germania/Austria			8,31	7,44	5,82	(1,62)	(21,8)
Benelux			8,68	10,36	7,94	(2,42)	(23,4)
Ungheria			1,84	1,55	1,58	0,03	1,9
Regno Unito			3,51	2,94	1,96	(0,98)	(33,3)
Turchia			6,73	7,12	7,76	0,64	9,0
Francia			7,73	7,05	7,11	0,06	0,9
Altro			0,98	0,44	0,71	(0,27)	(61,4)
Mercati extra europei			7,35	5,85	6,39	0,54	9,2
E&P in Europa e nel Golfo del Messico			2,61	3,06	3,16	0,10	3,3
TOTALE VENDITE GAS MONDO			93,17	89,17	90,88	1,71	1,9

52 | Eni Relazione Finanziaria Annuale

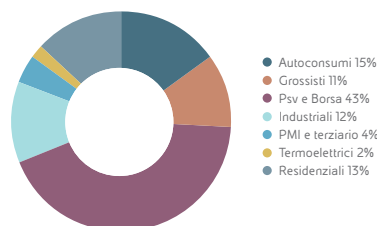
Gas & Power | Andamento operativo

In aumento le vendite sul mercato domestico (38,44 miliardi di metri cubi; +12,9%) per effetto di maggiori vendite spot e temperature più rigide rispetto al 2014. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dai minori volumi commercializzati al segmento termoelettrico a causa della competizione da altre fonti (in particolare le rinnovabili) e della debole dinamica della richiesta elettrica nella prima parte dell'anno nonché al segmento industriali a causa della crescente pressione competitiva. Le vendite sui mercati europei di 38,28 miliardi di metri cubi sono diminuite del 9,3%, principalmente in Benelux per minori vendite spot, Germania/Austria per effetto della competizione e della dismissione della partecipazione in GVS nel corso del 2014 e Regno Unito, parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Turchia per i maggiori ritiri di Botas.

Le vendite dirette del settore Exploration & Production in Nord Europa e Stati Uniti (3,16 miliardi di metri cubi) sono in aumento di 0,10 miliardi di metri cubi per effetto dei maggiori volumi commercializzati nel Mare del Nord.

In aumento del 15% i ritiri dei long-term buyer di gas per effetto della maggiore disponibilità di gas libico nonché le vendite sui mercati extra-europei (+9,2%) per effetto della maggiori vendite spot negli Stati Uniti.

Vendite gas Italia
(38,44 miliardi di metri cubi)



GNL

Nel 2015, le vendite di GNL (13,5 miliardi di metri cubi) sono rimaste sostanzialmente invariate rispetto al 2014 (+0,2 miliardi di metri cubi). In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power (9 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 e Far East.

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P		8,4	8,9	9,0	0,1	1,1
Resto d'Europa		4,6	5,0	4,8	(0,2)	(4,0)
Extra Europa		3,8	3,9	4,2	0,3	7,7
Vendite E&P		4,0	4,4	4,5	0,1	2,3
<i>Terminali:</i>						
Soyo (Angola)		0,1	0,1		(0,1)	..
Bontang (Indonesia)		0,5	0,5	0,5		
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,6	0,6	0,7	0,1	16,7
Bonny (Nigeria)		2,4	2,8	2,8		
Darwin (Australia)		0,4	0,4	0,5	0,1	25,0
		12,4	13,3	13,5	0,2	1,5

Energia elettrica

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Mantova, Brindisi, Ferrara e Bolgiano. Nel 2015, la produzione di energia elettrica è stata di 20,69 terawattora in aumento di 1,14 terawattora rispetto al 2014, pari al 5,8%, per effetto essenzialmente delle maggiori produzioni presso le centrali di Ferrera Erbognone, Ravenna e Brindisi per la lieve crescita della domanda. Al 31 dicembre 2015, la potenza installata in esercizio è di 4,9 gigawatt (4,9 gigawatt al 31 dicembre 2014). L'attività di commercializzazione a completamento delle disponibilità di energia

elettrica di 14,19 terawattora ha registrato un lieve aumento dei volumi acquistati (+1,1%) per effetto principalmente dei maggiori acquisti sui mercati spot quasi interamente compensati dalle minori transazioni effettuate sul mercato elettrico.

Vendite di energia elettrica

Nel 2015 le vendite di energia elettrica (34,88 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (74%), borsa elettrica (15%), siti industriali (9%) e altro (2%).

La crescita del 3,9% rispetto al 2014 è dovuta ai maggiori volumi commercializzati ai clienti grossisti e residenziali, parzialmente compensati dalle minori vendite alle PMI e ai clienti large.

		2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.295	4.074	4.270	196	4,8
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	449	338	313	(25)	(7,4)
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	21,38	19,55	20,69	1,14	5,8
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	9.907	9.010	9.318	308	3,4

Disponibilità di energia elettrica	(terawattora)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		21,38	19,55	20,69	1,14	5,8
Acquisti di energia elettrica ^(a)		13,67	14,03	14,19	0,16	1,1
		35,05	33,58	34,88	1,30	3,9
Mercato libero		28,73	24,86	25,90	1,04	4,2
Borsa elettrica		1,96	4,71	5,09	0,38	8,1
Siti		3,31	3,17	3,23	0,06	1,9
Altro ^(a)		1,05	0,84	0,66	(0,18)	(21,4)
Vendite di energia elettrica		35,05	33,58	34,88	1,30	3,9

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

Investimenti tecnici

Nel 2015 gli investimenti tecnici di €154 milioni hanno riguardato essenzialmente iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali

a ciclo combinato per la generazione elettrica (€69 milioni) e iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€69 milioni).

Investimenti tecnici	(€ milioni)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Mercato		206	164	138	(26)	(15,9)
Mercato		87	66	69	3	4,5
Italia		42	30	31	1	3,3
Estero		45	36	38	2	5,6
Generazione elettrica		119	98	69	(29)	(29,6)
Trasporto internazionale		23	8	16	8	100,0
		229	172	154	(18)	(10,5)
di cui:						
Italia		161	128	100	(28)	(21,9)
Estero		68	44	54	10	22,7

Refining & Marketing

Utile operativo adjusted
(€ milioni)

2013	(472)
2014	(65)
2015	387

Indice di frequenza infortuni
(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000

2013	1,05
2014	0,89
2015	0,80

Lavorazioni in conto proprio
(milioni di tonnellate)

2013	27,38
2014	25,03
2015	26,41

Emissioni dirette di gas serra
(milioni di tonnellate di CO₂eq)

2013	5,2
2014	5,3
2015	5,1

Vendite di prodotti petroliferi rete Europa
(milioni di tonnellate)

2013	9,69
2014	9,21
2015	8,89

Indice di soddisfazione cliente
(scala likert)

2013	8,1
2014	8,2
2015	8,3

ca. **5 \$/barile**
margine di break-even
raffinazione

Utile operativo adjusted
positivo
in anticipo rispetto al piano strategico

+53,8%
lavorazioni green

24,5%
quota di mercato Italia

+16,3%
tasso di utilizzo impianti vs 2014

Valorizzazione
tecnologia Est
tramite accordi di licensing

Performance dell'anno

- ▶ Nel 2015 prosegue il trend di miglioramento dell'indice di frequenza infortuni della forza lavoro totale (-10,1%).
- ▶ Le emissioni di GHG hanno registrato un calo del 3,7% in termini assoluti. Gli interventi di efficienza energetica e contenimento delle emissioni fuggitive di metano hanno più che compensato la crescita delle emissioni relativa ai maggiori volumi lavorati nel periodo consentendo inoltre di diminuire del 17,3% il rapporto tra emissioni e lavorazioni.
- ▶ Nel 2015 il settore ha conseguito l'utile netto adjusted di €282 milioni che rappresenta un miglioramento di €323 milioni rispetto alla perdita di €41 milioni registrata nell'esercizio precedente.
La crescita dei risultati è dovuta al miglioramento dello scenario dei margini di raffinazione e alle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dell'assetto delle raffinerie che, unitamente ad una migliore selezione delle materie prime, hanno consentito di ridurre il margine di break-even della raffinazione a circa 5 \$/barile e di anticiparne al 2015 il pareggio economico previsto al 2017 nel Piano Strategico 2015-2018.
- ▶ Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2015 sono state di 26,41 milioni di tonnellate con una crescita del 5,5% rispetto al corrispondente periodo del 2014 (+1,38 milioni di tonnellate). A struttura omogenea, escludendo l'effetto della dismissione della capacità di raffinazione in Repubblica Ceca e della fermata per conversione della raffineria di Gela, le lavorazioni dell'anno sono aumentate del 15%. In Italia la crescita delle lavorazioni (+16,4% rispetto al 2014) riflette l'opportunità di cogliere l'andamento positivo dei margini di raffinazione.
- ▶ In aumento rispetto al 2014 (anno di avvio in marcia) i volumi di lavorazione di oli vegetali per la produzione di biocarburanti presso la green refinery di Venezia (0,20 milioni di tonnellate; +53,8%).
- ▶ Nel 2015, le vendite sulla rete in Italia (5,96 milioni di tonnellate) sono in flessione rispetto al 2014 (circa 180 mila tonnellate, -2,9%) concentrate sulla rete autostradale e sulla rete dei punti vendita convenzionati.
- ▶ Le vendite rete nel Resto d'Europa pari a 2,93 milioni di tonnellate hanno registrato un calo del 4,6% rispetto al 2014. Tale risultato riflette essenzialmente la cessione delle attività in Repubblica Ceca, Slovacchia e Romania, solo parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Germania, Svizzera e Austria.

► Nel 2015 gli investimenti tecnici del settore di €408 milioni hanno riguardato principalmente: (i) l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€282 milioni), finalizzata essenzialmente al mantenimento degli impianti nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (€75 milioni) e nel Resto d'Europa (€51 milioni).

► Nel 2015 la spesa complessiva in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa €27 milioni. Nel corso dell'anno sono state depositate 4 domande di brevetto.

■ Licensing della tecnologia EST

Nel settembre 2015 Eni e Total hanno firmato un accordo di licenza per il diritto di uso della tecnologia EST (Eni Slurry Technology) che comprende inoltre lo sviluppo congiunto di un progetto di cooperazione volto ad adattare la tecnologia in oggetto alle esigenze produttive di Total. Questo accordo rappresenta per Eni il primo contratto di vendita non esclusiva della licenza d'uso della tecnologia EST ed apre opportunità di crescita futura di un nuovo mercato della vendita di tecnologie proprietarie che si rende possibile a valle del consolidamento industriale della prima unità al mondo in esercizio nella raffineria Eni di Sannazzaro.

■ Commercializzazione Eni Diesel+

Nel gennaio 2016 Eni ha lanciato in circa 3.500 stazioni di servizio in Italia il nuovo carburante Eni Diesel+ con il 15% di componente rinnovabile prodotta da oli vegetali presso la raffineria di Venezia attraverso la tecnologia Ecofining™. Eni Diesel+ abbina le caratteristiche prestazionali dei carburanti premium di ultima generazione (allungamento della vita del motore, miglioramento delle prestazioni nonché riduzione dei consumi fino al 4%) alla riduzione dell'impatto ambientale (riduzione delle emissioni di CO₂ in media del 5%, idrocarburi incombusti fino al 40% e particolato fino al 20%).

Strategia

La priorità del settore Refining & Marketing sarà quella di consolidare la redditività del business acquisita nell'ultimo esercizio nonostante il perdurare di deboli fondamentali nel mercato europeo della raffinazione, caratterizzato da un'overcapacity strutturale nonché dalla concorrenza dei raffinatori di Medio Oriente, Russia e Asia. Nei prossimi 4 anni la priorità del management sarà l'ottenimento di un risultato operativo e di flusso di cassa netto stabilmente positivo, attraverso: (i) la prosecuzione delle attività di riconversione delle raffinerie più deboli in impianti per la produzione di bio carburanti; (ii) l'ottimizzazione degli assetti produttivi e l'impiego di materie prime più remunerative anche facendo leva sulla capacità di riconversione delle frazioni pesanti del greggio in prodotti leggeri assicurata dall'impianto EST presso la raffineria di Sannazzaro; (iii) il continuo miglioramento dell'efficienza sia nella raffinazione che nelle attività commerciali; (iv) lo sviluppo delle attività di marketing attraverso la differenziazione e l'innovazione di prodotto e dei servizi; (v) rafforzamento del posizionamento competitivo nei principali mercati dell'Europa Continentale (Germania, Austria, Svizzera e Francia). Complessivamente le azioni programmate consentiranno di ridurre il margine di break-even nella raffinazione a 3 \$/bl dal 2018.

Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2015 sono state acquistate 24,80 milioni di tonnellate di petrolio (23,02 milioni di tonnellate nel 2014) di cui 5 milioni di tonnellate di greggi equity. La ripartizione degli acquisti per area

geografica è la seguente: 47% dalla ex URSS, 20% dal Medio Oriente, 16% dall'Italia, 12% dall'Africa Settentrionale, 2% dall'Africa Occidentale, 1% dal Mare del Nord e 2% da altre aree.

Acquisti	(milioni di tonnellate)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
Greggi equity		5,93	5,81	5,04	(0,77)	(13,3)
Altri greggi		19,71	17,21	19,76	2,55	14,8
Totale acquisti di greggi		25,64	23,02	24,80	1,78	7,7
Acquisti di semilavorati		2,46	2,02	1,66	(0,36)	(17,8)
Acquisti di prodotti		9,62	11,07	10,68	(0,39)	(3,5)
TOTALE ACQUISTI		37,72	36,11	37,14	1,03	2,9
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,55)	(0,57)	(0,41)	0,16	28,1
Altre variazioni ^(a)		(1,59)	(0,62)	(1,22)	(0,60)	(96,8)
		35,58	34,92	35,51	0,59	1,7

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

56 | Eni Relazione Finanziaria Annuale

Refining & Marketing | Andamento operativo

Raffinazione

Le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio nel 2015 sono state di 26,41 milioni di tonnellate con una crescita del 5,5% rispetto al corrispondente periodo del 2014 [+1,38 milioni di tonnellate].

In Italia la crescita delle lavorazioni (+14,1%) riflette l'opportunità di cogliere l'andamento positivo dello scenario. In particolare la selezione dei greggi approvvigionati è stata indirizzata su qualità di greggi ad alto zolfo ed elevata redditività, grazie ad una strategia di acquisto che ha privilegiato il mercato spot rispetto a quello long term. A struttura omogenea, escludendo l'effetto della fermata per conversione della Raffineria di Gela i volumi processati aumentano del 16,4% rispetto al 2014. In aumento rispetto al 2014 (anno di avvio in marcia) i volumi di olio di palma lavorati presso Venezia.

All'estero le lavorazioni in conto proprio di 3,69 milioni di tonnellate sono diminuite di 1,42 milioni di tonnellate (-27,8%) per effetto principalmente della dismissione della parteci-

pazione in Repubblica Ceca avvenuta nel secondo trimestre 2015. A struttura omogenea, escludendo l'effetto della suddetta dismissione, le lavorazioni risultano essere in crescita del 5%.

Le lavorazioni complessive sulle raffinerie di proprietà sono state di 18,37 milioni di tonnellate, in diminuzione di 2,13 milioni di tonnellate (-13,1%) rispetto al 2014; il tasso di utilizzo degli impianti, rapporto tra le lavorazioni e la capacità bilanciata, è pari al 94,7%. Il 20,4% del petrolio lavorato è di produzione Eni, in calo di 4,8 punti percentuali rispetto al 2014 (25,2%).

Nell'ambito degli interventi sul territorio previsti da accordi con gli stakeholder locali, sono proseguiti gli interventi di ammodernamento e di salvaguardia ambientale e infrastrutturale nonché i progetti in campo sociale e urbanistico definiti dalle convenzioni con i comuni di Ferrera Erbognone e Sannazzaro de' Burgondi.

Disponibilità di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	2013	2014	2015	Var. ass.	Var. %
ITALIA						
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà		18,99	16,24	18,37	2,13	13,1
Lavorazioni in conto terzi		(0,57)	(0,58)	(0,38)	0,20	34,5
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi		4,14	4,26	4,73	0,47	11,0
Lavorazioni in conto proprio		22,56	19,92	22,72	2,80	14,1
Consumi e perdite		(1,23)	(1,33)	(1,52)	(0,19)	(14,3)
Prodotti disponibili da lavorazioni		21,33	18,59	21,20	2,61	14,0
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		5,73	7,19	6,22	(0,97)	(13,5)
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero		(0,83)	(0,73)	(0,48)	0,25	34,2
Consumi per produzione di energia elettrica		(0,55)	(0,57)	(0,41)	0,16	28,1
Prodotti venduti		25,68	24,48	26,53	2,05	8,4
ESTERO						
Lavorazioni in conto proprio		4,82	5,11	3,69	(1,42)	(27,8)
Consumi e perdite		(0,22)	(0,21)	(0,23)	(0,02)	(9,5)
Prodotti disponibili da lavorazioni		4,60	4,90	3,46	(1,44)	(29,4)
Acquisti prodotti finiti e variazioni scorte		4,30	4,48	4,77	0,29	6,5
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia		0,83	0,73	0,48	(0,25)	(34,2)
Prodotti venduti		9,73	10,11	8,71	(1,40)	(13,8)
Lavorazioni in conto proprio in Italia e all'estero		27,38	25,03	26,41	1,38	5,5
di cui: lavorazioni in conto proprio di greggi equity		5,93	5,81	5,04	(0,77)	(13,3)
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero		35,41	34,59	35,24	0,65	1,9
Vendite di greggi		0,18	0,33	0,27	(0,06)	(18,2)
TOTALE VENDITE		35,59	34,92	35,51	0,59	1,7