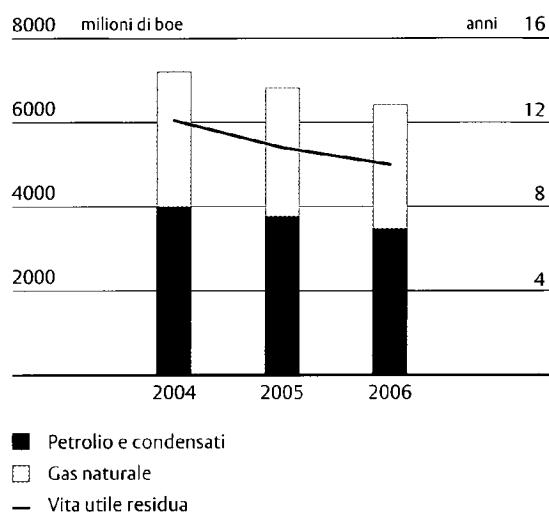


Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2006 sono 4.059 milioni di boe (petrolio e condensati 2.144 milioni di barili; gas naturale 1.915 milioni di boe) e rappresentano il 63% delle riserve certe (stessa percentuale al 31 dicembre 2005).

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



Riserve certe di idrocarburi <sup>(a)(b)</sup>

	2004			2005			2006			Ass.	Variazione
	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)	Petrolio e condensati (milioni di barili)	Gas naturale (miliardi di metri cubi)	Idrocarburi (milioni di boe)		
Italia	225	108	890	228	104	868	215	96	805	(63)	(7,3)
Africa Settentrionale	993	183	2.117	979	173	2.047	998	169	2.037	(10)	(0,5)
Africa Occidentale	1.056	49	1.357	942	56	1.285	793	54	1.129	(156)	(12,1)
Mare del Nord	450	58	807	433	53	758	386	48	682	(76)	(10,0)
Resto del mondo	1.284	124	2.047	1.191	112	1.879	1.089	113	1.783	(96)	(5,1)
<b>Totale</b>	<b>4.008</b>	<b>522</b>	<b>7.218</b>	<b>3.773</b>	<b>498</b>	<b>6.837</b>	<b>3.481</b>	<b>480</b>	<b>6.436</b>	<b>(401)</b>	<b>(5,9)</b>

(a) Il coefficiente di conversione da metri cubi a boe del gas naturale è 1 mc = 0,00615 barili di petrolio.

(b) Include la quota Eni delle riserve di entità valutate con il metodo del patrimonio netto (36 milioni di boe nel 2006).

## Portafoglio minerario e attività di esplorazione

Al 31 dicembre 2006 il portafoglio minerario di Eni consiste in 1.029 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 36 Paesi dei cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 385.219 chilometri quadrati (266.000 al 31 dicembre 2005), di cui 48.273 relativi a permessi di sviluppo (55.098 al 31 dicembre 2005). All'estero la superficie complessiva in quota Eni (362.723 chilometri quadrati) è aumentata di 120.775 chilometri quadrati per effetto dell'ottenimento di licenze esplorative in Angola, Australia, Brasile, Congo, Egitto, Marocco, Nigeria, Norvegia, Pakistan e Stati Uniti e nei nuovi Paesi di Mali, Mozambico e Timor Est.

In Italia la superficie complessiva in quota Eni (22.496 chilometri quadrati) è diminuita di 1.557 chilometri quadrati a seguito di rilasci.

Nel 2006 sono stati ultimati 68 nuovi pozzi esplorativi (35,9 in quota Eni), a fronte dei 52 (21,8 in quota Eni) del 2005. Il coefficiente di successo commerciale per l'intero portafoglio pozzi è stato del 43% (49% in quota Eni) a fronte del 39,3% (47,4% in quota Eni) del 2005.

## Produzione

Nel 2006 la produzione giornaliera di idrocarburi di 1.770 mila boe è aumentata di 33 mila boe rispetto al 2005, pari all'1,9%, nonostante gli impatti della risoluzione unilaterale da parte della compagnia petrolifera di Stato Petroleos de Venezuela SA (PDVSA) del contratto relativo alle attività minerarie di Dación con effetto dal 1º aprile 2006 (-46 mila boe/giorno) e della minore attribuzione di produzione (-21 mila boe/giorno) nei *Production Sharing Agreement* (PSA) e nei contratti di *buy-back* dovuta all'aumento del prezzo del barile. In particolare la crescita per linee interne è dovuta essenzial-

mente all'avvio/entrata a regime di importanti progetti a gas (Libia, Egitto, Nigeria, Australia e Croazia) e all'incremento della produzione di petrolio in Angola e in Libia, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dal declino di giacimenti maturi e dagli impatti delle fermate di impianti in Nigeria per effetto delle tensioni locali. La quota di produzione estera sul totale raggiunge l'87% (85% nel 2005).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (1.079 mila barili) aumenta in particolare in: (i) Angola, per effetto dell'entrata a regime dei giacimenti Kissanje e Dikanza, nell'ambito della fase B del progetto di sviluppo Kizomba

### Produzione giornaliera di idrocarburi<sup>(a)(b)</sup>

	2004			2005			2006			Ass.	Variazione %
	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)		
Italia	80	31,1	271	86	28,4	261	79	25,7	238	(23)	(8,8)
Africa Settentrionale	261	19,3	380	308	28,0	480	329	36,8	555	75	15,6
Egitto	94	17,2	200	90	20,0	213	85	23,0	227	14	6,6
Libia	89	1,3	97	120	7,2	164	144	12,8	222	58	35,4
Algeria	66	0,5	68	86	0,4	88	88	0,6	91	3	3,4
Tunisia	12	0,3	15	12	0,4	15	12	0,4	15		
Africa Occidentale	285	5,0	316	310	5,4	343	322	8,0	372	29	8,5
Nigeria	134	4,4	161	123	4,7	152	106	7,0	149	(3)	(2,0)
Angola	78	0,3	80	122	0,5	124	151	0,7	156	32	25,8
Congo	72	0,3	74	65	0,2	67	65	0,3	67		
Gabon	1		1								
Mare del Nord	203	17,1	308	179	17,0	283	178	16,9	282	(1)	(0,4)
Norvegia	102	6,7	143	96	6,9	138	98	6,9	140	2	1,4
Regno Unito	101	10,2	164	83	10,1	145	80	10,0	142	(3)	(2,1)
Paesi Bassi		0,2	1								
Resto del mondo	205	23,4	349	228	23,0	370	171	24,9	323	(47)	(12,7)
Australia	21		21	21	0,1	22	18	1,4	26	4	18,2
Cina	5		5	7		7	6	0,3	8	1	14,3
Croazia		1,0	6		1,2	7		1,9	12	5	71,4
Ecuador	19		19	17		17	15		15	(2)	(11,8)
Indonesia	4	4,9	34	3	3,9	27	2	3,3	23	(4)	(14,8)
Iran	9		9	35		35	29		29	(6)	(17,1)
Kazakhstan	54	5,5	88	64	6,3	102	64	6,4	103	1	1,0
Pakistan	1	7,3	46	1	7,8	49	1	8,2	51	2	4,1
Stati Uniti	25	3,1	44	19	2,1	33	21	1,8	32	(1)	(3,0)
Trinidad&Tobago		1,6	10		1,6	10		1,5	9	(1)	(10,0)
Venezuela	67		67	61		61	15		15	(46)	(75,4)
<b>Totale</b>	<b>1.034</b>	<b>95,9</b>	<b>1.624</b>	<b>1.111</b>	<b>101,8</b>	<b>1.737</b>	<b>1.079</b>	<b>112,3</b>	<b>1.770</b>	<b>33</b>	<b>1,9</b>

(a) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (8,7 e 6 milioni di metri cubi/giorno, rispettivamente nel 2006, nel 2005 e nel 2004).

(b) Include la quota Eni delle produzioni di entità valutate con il metodo del patrimonio netto.

nel Blocco 15 (Eni 20%), e North Sanha/Bomboco nel Blocco 0 (Eni 9,8%), nonché dell'avvio dei giacimenti del progetto integrato Benguela/Belize/Lobito/Tomboco nel Blocco 14 (Eni 20%); (ii) Libia, per effetto dell'entrata a regime del giacimento offshore Bahr Essalam nell'ambito del Western Libyan Gas Project (Eni 50%) e del giacimento El Feel (Eni 23,3%). Le diminuzioni hanno riguardato il Venezuela, la Nigeria, dove i fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'entrata a regime del giacimento Bonga nel permesso OML 118 (Eni 12,5%) e l'Italia, a seguito dei problemi tecnici verificatisi all'FPSO del giacimento Aquila e dei declini produttivi. La produzione giornaliera di gas naturale (112 milioni di metri cubi) è aumentata in: (i) Libia, per effetto dell'entrata a regime del giacimento Bahr Essalam (Eni 50%); (ii) Egitto, per effetto dell'entrata a regime/avvio del giacimento Barboni, Baltim North, Anshuga e dell'aumento del numero dei pozzi produttivi di Temsah nell'offshore del Delta del Nilo, nonché della crescita delle forniture all'impianto di liquefazione di Damietta (Eni 40%); (iii) Nigeria, per effetto della crescita delle forniture all'impianto di liquefazione di Bonny (Eni 10,4%) in relazione all'avvio dei treni di trattamento 4 e 5; (iv) Australia, a seguito dell'avvio delle forniture all'impianto di liquefazione di Darwin collegato al giacimento a liquidi e gas Bayu Undan (Eni 12,04%); (v) Croazia, a seguito dell'avvio dei giacimenti Ika, Ida e Ivana C-K (Eni 50%) nell'offshore adriatico. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione registrata in Italia a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi.

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 625,1 milioni di boe. La differenza di 20,8 milioni di boe rispetto alla produzione di 645,9 milioni di boe è dovuta essenzialmente ai volumi di gas naturale destinati all'autococonsumo (18,4 milioni di boe).

La produzione venduta di petrolio e condensati (391,1 milioni di barili) è stata destinata per circa il 68% al settore Refining & Marketing. La produzione venduta di gas naturale (38,1 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 40% al settore Gas & Power.

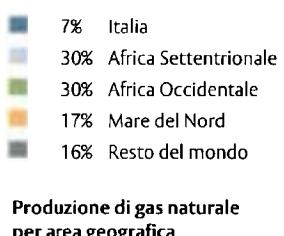
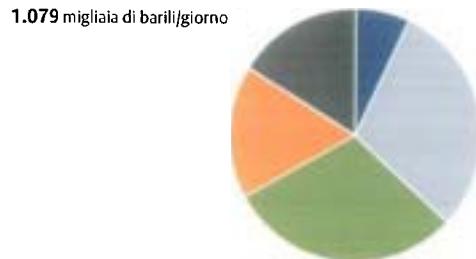
## Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

### AFRICA SETTENTRIONALE

**Algeria** Attività esplorativa: a) nel Blocco onshore 403a (Eni 100%) i pozzi di appraisal Rom N2 e N3 hanno rinvenuto una mineralizzazione di petrolio alla profondità di 3.300 metri; b) nel Blocco onshore 404a (Eni 25%) il pozzo di scoperta BBKS-1 ha rinvenuto alla profondità di 3.160 metri la presenza di petrolio, erogando in fase di

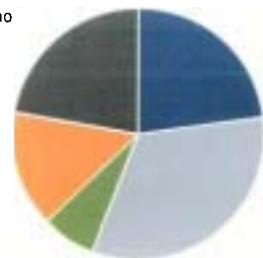
### Produzione di petrolio e condensati per area geografica

1.079 migliaia di barili/giorno



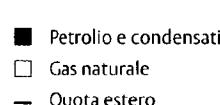
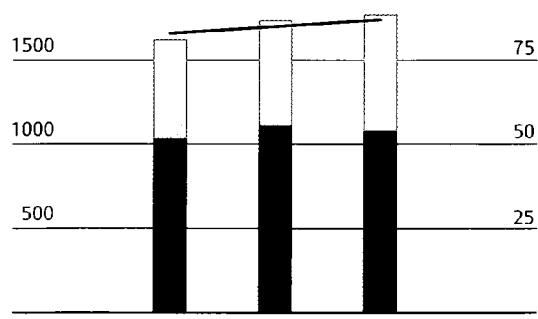
### Produzione di gas naturale per area geografica

112 milioni di metri cubi/giorno



### Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero

2000 migliaia di boe/giorno % 100





Egitto: giacimento Abu Rudeis, Impianto di produzione.

short test circa 700 barili giorno; il pozzo di *appraisal* BBKSE-1 ha rinvenuto una mineralizzazione di petrolio alla profondità di circa 3.200 metri confermando l'estensione verso est della struttura BBKS.

I principali progetti di sviluppo in corso riguardano: (i) ROM *flaring down* (Eni 100%) che prevede l'abbattimento del gas attualmente bruciato al centro satellite di ROM con il progressivo abbattimento fino al 90% circa dei volumi bruciati per *compliance* con la legge algerina; (ii) ROM e ZEA *Integrated Development* (Eni 100% e 75% rispettivamente), che prevede la messa in produzione attraverso il supporto di pressione con *water injection* delle riserve scoperte con la recente attività di *appraisal*. Il picco produttivo del progetto di 21 mila barili/giorno (12 mila in quota Eni) è atteso nel 2010; (iii) El Merk Synergy, con avvio atteso nel 2010. Il progetto prevede, lo sviluppo in sinergia delle riserve dei Blocchi 208, 212, 405a e 404, la realizzazione di una *Central Production Facility* per la produzione di petrolio stabilizzato, condensati e NGL e l'avvio della produzione a 144 mila boe/giorno (19 mila in quota Eni) nel 2010. Nell'anno è proseguita l'attività di ingegneria di base che è attualmente completata all'85%.

Lo Stato algerino ha in corso una riforma della fiscalità delle imprese petrolifere che, per la parte già in vigore, non modifica direttamente il regime fiscale dei contratti esistenti (*Production Sharing Agreement* – PSA) ma inasprisce la fiscalità di cui Sonatrach si fa carico per conto delle società straniere. La compagnia di Stato Sonatrach ha chiesto a Eni e/o agli operatori delle *joint venture* di cui Eni fa parte la rinegoziazione dei termini dei PSA tra essi esistenti, motivandola con la necessità di ricondurre tali contratti all'equilibrio economico originario. L'esito di tali

negoziazioni non è al momento prevedibile. Il Parlamento algerino con il decreto n. 06/440 del 2 dicembre 2006 ha fissato la procedura, le condizioni di applicazione e la metodologia di calcolo dell'imposta aggiuntiva a carico delle compagnie petrolifere straniere (Tassa sui profitti eccezionali - Tpe), precedentemente approvata dal Governo. La Tpe, retroattiva al 1° agosto 2006, è applicabile nel caso in cui le quotazioni del petrolio superino i 30 dollari/barile e prevede aliquote crescenti (dal 5% al 50%) in funzione del livello produttivo di spettanza della compagnia straniera e in funzione del tipo di contratto in essere con Sonatrach. L'applicazione della nuova tassa ha determinato maggiori oneri tributari per Eni di 328 milioni di euro.

Egitto Attività esplorativa: a) nel permesso *offshore* Abu Rudeis (Eni 100%) il pozzo di scoperta Abu Rudeis Marine-4 ha rinvenuto la presenza di liquidi a oltre 3.000 metri di profondità; il pozzo è stato allacciato alle *facility* di produzione esistenti; b) nel permesso *onshore* West Razzak (Eni 80%) il pozzo di scoperta Aghar SW-1X ha evidenziato la presenza di liquidi di buona qualità su più livelli a profondità compresa tra 1.800 e 2.300 metri; c) nella concessione *offshore* West Baltim (Eni 100%) i pozzi di scoperta Meret 1 e 2 hanno rinvenuto la presenza di livelli mineralizzati a gas e condensati a profondità, rispettivamente, di 1.500 e di oltre 3.000 metri; d) nel permesso *offshore* Thekah (Eni 50%) il pozzo di scoperta Thekah North 1 ha individuato la presenza di due livelli mineralizzati a gas tra 1.350 e 1.650 metri di profondità; il pozzo è in attesa di essere allacciato alle *facility* di produzione esistenti; e) nella concessione *onshore* Meleihha (Eni 56%) il pozzo di scoperta Lotus North 1-X ha individuato un livello mineralizzato a petrolio alla profondità di circa 2.000

metri. Il pozzo è stato messo in produzione. Nella stessa area è stata effettuata alla profondità di 1.900 metri la scoperta di idrocarburi di Nada Ne 1-X. Il pozzo è stato messo in produzione.

Prosegue l'intensa campagna di sviluppo delle riserve localizzate nell'*offshore* del delta del Nilo: (i) nella concessione North Port Said (Eni 100%) in ottobre è stato avviato il giacimento a gas Anshuga, collegato tramite *sealine* alle *facility* produttive di Nouras, che a regime è previsto produrre circa 0,5 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni. Questa e le altre iniziative di sviluppo in corso hanno l'obiettivo di mantenere la produzione di gas sul livello attuale di circa 13 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni; (ii) nella concessione Ras el Barr (Eni 50%) sono state avviate le attività di ingegneria delle *facility* per lo sfruttamento delle riserve a gas del giacimento *offshore* di Taurt. Il progetto di sviluppo prevede la perforazione di sette pozzi produttori che saranno collegati all'impianto di trattamento *onshore* esistente. Lo *start-up* produttivo è previsto nel 2008. Si è conclusa la prima fase di sviluppo del giacimento Ha'py. Questa iniziative hanno l'obiettivo di mantenere la produzione di gas sul livello attuale di circa 5 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni; (iii) nella concessione el Temsah (Eni 50%, operatore) in giugno è stata avviata la produzione di gas e condensati della piattaforma Temsah NW 2. Le attività di sviluppo in corso hanno l'obiettivo del raggiungimento del picco produttivo di 111 mila boe/giorno (33 mila in quota Eni) nel 2008. Tra i principali progetti, lo sviluppo con *start-up* atteso nel 2008, delle riserve dei giacimenti Denise e satelliti tramite l'utilizzo delle nuove *facility* di Denise A installate sulla piattaforma TNW-2.

Nel giugno 2006 è stato firmato l'accordo quadro per il raddoppio della capacità dell'impianto GNL di Damietta attraverso la realizzazione di un secondo treno di trattamento della capacità di 5 milioni di tonnellate annue di GNL (corrispondenti alla carica di 7,6 miliardi di metri cubi di gas/anno) per 20 anni con avvio nel 2010. Eni assicurerà 2,5 miliardi di metri cubi/anno di gas al secondo treno, da nuove scoperte ubicate nell'*offshore* del delta del Nilo, alcune delle quali in acque profonde. Eni fornisce al primo treno circa 1,5 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale per venti anni.

*Libia* Attività esplorativa: a) nel Blocco *offshore* NC 41 il pozzo di scoperta T1 ha rinvenuto una mineralizzazione di petrolio alla profondità di 2.800 metri; b) nella concessione *onshore* 82-100 (Eni 50%) il pozzo di scoperta KK4-82/ST3 ha evidenziato la presenza di petrolio alla profondità di circa 5.000 metri.

Nell'ambito del progetto Western Libyan Gas (Eni 50%), a meno di un anno dallo *start-up* del giacimento *offshore* Bahr Essalam situato nel permesso NC-41, è stata completata l'attività di perforazione dei 26 pozzi produttori previsti nella fase 1 del progetto, collegati alla piattaforma Sabratha. La produzione di liquidi e gas di Bahr Essalam e del giacimento *onshore* Wafa è trasferita, mediante due condotte sottomarine, all'impianto di trattamento *onshore* di Mellitah, articolato su tre treni entrati in pieno esercizio nel 2006. I volumi di gas esportati in Italia attraverso il gasdotto sottomarino *Greenstream* sono stati di 6,8 miliardi di metri cubi nel 2006 e raggiungeranno a regime, nel 2007, 8 miliardi di metri cubi/anno pari a circa 22 milioni di metri cubi/giorno, già collocati presso operatori del settore con contratti di fornitura di lungo termine. Ulteriori 2 miliardi di metri cubi/anno della produzione di regime saranno destinati al mercato libico. Con il completamento delle *facility* di stoccaggio e di caricamento olio del terminale di Mellitah, il campo El Feel (Eni 33%) ha raggiunto la produzione complessiva di regime di 150 mila barili/giorno.

Nel primo trimestre 2006 è stato completato il progetto Bouri East Area Development, con la messa in produzione di ulteriori quattro pozzi sottomarini.

*Mali* Nel novembre 2006 sono stati acquistati dalla società Baraka Mali Operations Limited e dalla Baraka Mali Ventures Limited 5 Blocchi esplorativi *onshore* (Eni 50%, operatore) della superficie complessiva di 193.000 chilometri quadrati, situati nel Bacino di Taudeni al confine Nord-Occidentale con l'Algeria. Si tratta di un bacino inesplorato che secondo gli studi effettuati presenta elevata potenzialità mineraria. La durata contrattuale della fase esplorativa è fissata in quattro anni. Nel marzo 2007, l'operazione è stata approvata dalle competenti autorità locali.

*Tunisia* Attività esplorativa: a) nella concessione Larish (Eni 50%) il pozzo Larish SE-1 ha rinvenuto strati mineralizzati a petrolio alla profondità di circa 3.000 metri. Il pozzo è stato allacciato alle *facility* esistenti nell'area; b) nella concessione Adam (Eni 25%, operatore) il pozzo Karma-1 ha rinvenuto una mineralizzazione di petrolio alla profondità di 3.617 metri, confermando il potenziale minerario della concessione; c) nella concessione Bordj el Kadra (Eni 50%, operatore) il pozzo di scoperta Nakhil-1 ha rinvenuto la presenza di petrolio di buona qualità alla profondità di circa 4.000 metri.

**AFRICA OCCIDENTALE**

**Angola** Attività esplorativa: a) nelle concessioni di sviluppo derivanti dall'ex Blocco 15 (Eni 20%) il pozzo di *appraisal* Tchihumba 2 ha rinvenuto la presenza di petrolio alla profondità di circa 3 mila metri; b) nel Blocco 14K/A IMI unit (Eni 11,5%) è stata effettuata la scoperta di Lianzi, la cui validità è stata supportata dalla successiva attività di *appraisal* condotta nell'area che ha confermato la presenza di strati mineralizzati a oltre 3 mila metri di profondità; c) nel Blocco 14 (Eni 20%) il pozzo di scoperta Lucapa 1 ha rinvenuto una mineralizzazione di petrolio e gas alla profondità d'acqua di circa 1.200 metri.

Nel maggio 2006, in esito a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata con il ruolo di operatore (Eni 35%) la licenza esplorativa del Blocco *offshore* 15/06. Si tratta di un'area a elevata potenzialità mineraria della superficie linda di circa 3.000 chilometri quadrati a una profondità d'acqua compresa fra 200 e 1.500 metri. Il programma esplorativo prevede 1.500 chilometri quadrati di rilievi sismici 3D, la perforazione di otto pozzi nell'arco di cinque anni e l'opzione per l'estensione della durata della licenza esplorativa di tre anni con la perforazione di ulteriori tre pozzi. Nel novembre 2006 Eni ha firmato con la compagnia di Stato angolana Sonangol il relativo *Production Sharing Contract* (PSC).

Nel 2006, nel Blocco 14 (Eni 20%), è stato completato il progetto di sviluppo congiunto dei quattro giacimenti di petrolio Benguela-Belize/Lobito-Tomboco, con avvio a gennaio per la fase 1 e a giugno per la fase 2. Lo sfruttamento dei quattro giacimenti avviene attraverso una *Compliant Piled Tower* dotata di *facility* di trattamento per Benguela/Belize e un sistema sottomarino di collegamento per Lobito/Tomboco. Il picco produttivo di 158 mila barili/giorno (20 mila in quota Eni) è atteso nel 2009 con la finalizzazione del programma di perforazione dei pozzi produttori.

Nell'ambito del piano di sviluppo del giacimento di petrolio Banzala nel Blocco 0 in Cabinda (Eni 9,8%) è stata realizzata la prima delle due piattaforme di produzione previste ed è in corso il programma di perforazione dei pozzi di sviluppo. L'avvio della produzione è previsto il primo trimestre del 2007, con un picco produttivo di 27 mila barili/giorno (3 mila in quota Eni) nel 2009.

Prosegue l'intensa campagna di sviluppo delle riserve localizzate nel Blocco 15 (Eni 20%): (i) nel marzo 2006 sono state avviate le attività di sviluppo dei giacimenti di petrolio Mondo e Saxi/Batuque nell'ambito della fase C di messa in produzione delle riserve dell'area Kizomba nell'*offshore* profondo. La strategia di sviluppo è comune ai due progetti con l'impiego di unità di *FPSO*. L'avvio della produzione è previsto, rispettivamente, nel primo e



nel secondo trimestre 2008; il picco produttivo di 100 mila barili/giorno per entrambi i progetti (18 mila in quota Eni) è atteso nel 2009; (ii) nel dicembre 2006 è stato avviato il programma di perforazione dei pozzi produttori per lo sfruttamento del giacimento di petrolio Marimba che sarà allacciato alle *facility* di produzione di Kizomba A. Il picco produttivo di 39 mila boe/giorno (7 mila in quota Eni) è atteso nel 2008.

Nell'ambito dello sviluppo congiunto dei giacimenti *offshore* di petrolio di Landana e di Tombua nel Blocco 14 (Eni 20%), è stato avviato il programma di perforazione. Alcuni pozzi produttori, il primo dei quali è stato avviato nel giugno 2006, saranno allacciati alle *facility* di Benguela/Belize-Lobito/Tomboco. Il picco produttivo di 130 mila barili/giorno (22 mila in quota Eni) è atteso nel 2010.

**Congo** Attività esplorativa: nel permesso Mer Très Profond Sud (Eni 30%) il pozzo di scoperta Aurige Nord Marine – 1 ha rinvenuto la presenza di idrocarburi, erogando in fase di test circa 5 mila barili/giorno di petrolio. Nel febbraio 2007 Eni ha definito con la società francese Maurel & Prom l'accordo per l'acquisto di asset esplorativi e produttivi situati nell'*onshore* del Congo. Il corrispettivo dell'operazione è di 1.434 milioni di dollari. Gli asset tutti operati comprendono i giacimenti in produzione M'Boundi (48,6%) e Kouakouala A (66,7%), il permesso produttivo Kouakouala B (50%) e il permesso esplorativo Le Kouilou (50%) soggetti al diritto di prelazione del *partner* Burren Energy. Un successivo accordo ha definito la rinuncia da parte di Burren Energy all'esercizio del diritto e la contestuale cessione da parte di Eni alle società inglese di una partecipazione del 5,5% nella concessione M'Boundi e del 2% nel permesso esplorativo Le Kouilou alle stesse condizioni economiche dell'acquisizione da Maurel & Prom per un corrispettivo di circa



Nigeria: Impianto di perforazione.

154 milioni di dollari. Eni mantiene l'*operatorship* e la partecipazione, rispettivamente del 43,1% e del 48%, nella concessione M'Boundi e nel permesso esplorativo Le Kouilou. L'operazione è soggetta all'approvazione da parte delle competenti Autorità congolesi.

Nel maggio 2006 Eni ha firmato un *Protocole d'Accord* con l'obiettivo di valorizzare il potenziale minerario a gas del permesso Marine XII per l'alimentazione di una centrale elettrica.

Nel febbraio 2007 è stato firmato con la società indiana ONGC Videsh un accordo per lo scambio di quote di partecipazione in due blocchi esplorativi in India e in Congo. Per effetto dell'operazione Eni acquisisce il 34% del Blocco MN-Dwn-2002/1 ad elevato potenziale minerario, situato nell'*offshore* indiano a una profondità d'acqua di 2.000 metri e di una superficie complessiva di 10.000 chilometri quadrati. Il *partner* otterrà in cambio il 20% del blocco esplorativo Mer Très Profonde Nord (Eni 60%, operatore), nell'*offshore* del Congo.

Nel giugno 2006 è stato avviato il giacimento *offshore* Litanzi (Eni 35%). Il picco produttivo di 4,1 mila boe/giorno (1,4 mila in quota Eni) è stato raggiunto nel 2006.

Proseguono le attività di sviluppo dei giacimenti Awa Palouku e Ikalou-Ikalou Sud con avvio nel 2008. Il picco produttivo di 13 mila boe/giorno in quota Eni è previsto nel 2009.

**Nigeria Attività esplorativa:** a) nel Blocco *offshore* OML 118 (Eni 12,5%) il pozzo di *appraisal* Bonga North 2 ha rinvenuto la presenza di petrolio alla profondità di 3.560 metri; b) nel Blocco *offshore* OML 120 (Eni 40%) il pozzo *appraisal* Oyo 2 Dir ha rinvenuto la presenza di petrolio alla profondità di 1.700 metri; c) nel Blocco OPL219 (Eni 12,5%) il pozzo di *appraisal* Bolia 4 ha rinvenuto la

presenza di petrolio alla profondità di 3.600 metri; d) nel Blocco OML 28 (Eni 5%) il pozzo di *appraisal* Kolo Creek 39 ha evidenziato la presenza di idrocarburi nel *reservoir* della struttura omonima.

Lo sviluppo dei giacimenti di petrolio e gas Forcados/Yokri (Eni 5%) situati nell'*onshore* e nell'*offshore* del delta del Niger, con completamento previsto nel 2007, fa parte del progetto integrato per assicurare le forniture all'impianto di liquefazione di Bonny. Sono state installate le *facility offshore* di produzione; l'attività *onshore* riguarda l'*upgrading* delle *flowstation* di Yokri e North/South Bank e la realizzazione di un impianto di compressione gas.

Eni partecipa con il 10,4% nell'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del delta del Niger. Nel 2006 è stato avviato il quinto treno di trattamento che ha incrementato la capacità produttiva dell'impianto fino a 17 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 23 miliardi di metri cubi/anno di carica di gas naturale. È in corso la realizzazione della sesta unità di trattamento della capacità di 4,1 milioni di tonnellate/anno di GNL con entrata in esercizio nel 2008 e l'ingegneria della settima linea. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 41 miliardi di metri cubi/anno di gas. Le principali iniziative di sviluppo per assicurare le forniture di gas all'impianto di Bonny riguardano i Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%). A regime le forniture globali Eni dei sei treni dell'impianto saranno di 7,6 milioni di metri cubi/giorno (47 mila boe/giorno), di cui 4,8 milioni di metri cubi/giorno (30 mila boe giorno) dalla quota Eni in NAOC JV e 2,8 milioni di metri cubi/giorno (17 mila boe/giorno) dalla quota Eni in SPDC JV.



Mare del Nord: Saipem 7000.

Proseguono le attività di ingegneria e negoziazione relative allo sviluppo di un nuovo terminale di liquefazione a Brass con una capacità di trattamento su due treni di circa 10 milioni di tonnellate/anno di GNL. Nel settembre 2006 Eni ha firmato lo *Shareholder Agreement* con i *partner* del progetto. La *sanctioning* del progetto è prevista entro il 2007, con *start-up* produttivo dal 2011. Associati alla realizzazione del terminale di Brass verranno attivati i progetti *upstream*, con l'obiettivo di fornire il gas all'impianto per il 50% dei volumi di *feedstock*. Nel marzo 2007 Eni, attraverso NAOC, ha acquisito l'*operatorship* con una quota del 48% delle attività relative al permesso OPL 135. Il programma esplorativo della durata di 25 anni, consentirà la ricerca e lo sviluppo di nuove riserve di olio e gas in prossimità del *network* esistente e del vicino impianto elettrico di Kwale/Okpai di cui Eni è operatore.

#### MARE DEL NORD

**Norvegia** Attività esplorativa: a) nella Prospecting License 229 (Eni 65% operatore) i pozzi 7122/7-3, 4 e 5 *appraisal* della scoperta Goliat, hanno confermato la presenza di idrocarburi a profondità compresa tra 1.017 e 1.853 metri; b) nella Prospecting License 128 (Eni 11,5%) il pozzo di scoperta 6608/10-11S ha rinvenuto la presenza di uno strato mineralizzato a gas alla profondità di 3.000 metri; c) nella Prospecting License 134 (Eni 30%) ha dato risultati positivi la perforazione del pozzo 6506/11-8 di *appraisal* della precedente scoperta Morvin con il rinvenimento di petrolio alla profondità compresa tra 4.600 e 4.900 metri.

Nel febbraio 2006, in esito a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata con il ruolo di operatore il Blocco off-shore 6607/11-122D (Eni 20%) nel bacino della Halten Terrace, adiacente alla scoperta di Marulk (Eni 20%, operatore), della superficie londa di 7 chilometri quadrati.

Nel marzo 2006, in esito a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata i Blocchi 7124/6, 7125/4 e 5 nella Prospecting License 393 (Eni 30%) della superficie londa di 525 chilometri quadrati, nel Mare di Barents. Il programma esplorativo prevede la perforazione di un pozzo nell'arco dei primi tre anni di durata della licenza.

Nel settembre 2006 Eni ha acquistato quote di partecipazione in due licenze esplorative offshore: (i) nella Prospecting License 221 (Eni 30%), dove è situata l'importante scoperta a gas Victoria, che rappresenta una sfida tecnologica per l'alta pressione e le elevate temperature del giacimento; (ii) nella Prospecting License 264 (Eni 40%), dove è situata la scoperta a gas Hvitveis.

Nel gennaio 2007, in esito a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata una licenza esplorativa del Blocco offshore 6506/9-6507/7 (Eni 30%).

I principali progetti di sviluppo in corso riguardano le strutture minerarie localizzate nelle vicinanze dell'importante giacimento Kristin (Eni 8,25%). In particolare lo sfruttamento di Tyrihans (Eni 6,23%) è reso economico dalle sinergie ottenibili dalle *facility* di produzione di Kristin; il piano di sviluppo è stato approvato in luglio e sono in fase di assegnazione i contratti per la realizzazione delle infrastrutture di collegamento e di produzione. L'entrata in produzione è prevista nel 2009, in concomitanza con il declino produttivo di Kristin che renderà disponibile la capacità di trattamento per il petrolio e il gas di Tyrihans.

**Regno Unito** Attività esplorativa: a) nel Permesso P/011 Blocco 30/06a (Eni 33%), nel Mare del Nord Centrale, il pozzo di *appraisal* 30/06a-6z perforato alla profondità compresa tra 4.500 e 5.100 metri ha rinvenuto la presenza di idrocarburi; b) nel Permesso P/672 Blocco



Stati Uniti (Golfo del Messico): Piattaforma di produzione di Allegheny.

30/02c (Eni 7%), nel Mare del Nord Centrale, il pozzo esplorativo 30/02c-09 ha rinvenuto la presenza di livelli mineralizzati a petrolio alla profondità di 5.000 metri. Il pozzo è stato allacciato alle *facility* di produzione del vicino campo di Jade (Eni 7%).

Nel marzo 2006 è stata avviata la produzione del giacimento *offshore* a gas e condensati Glenelg (Eni 8%) situato a 240 chilometri a nord-est di Aberdeen. Lo sfruttamento del giacimento avviene utilizzando le *facility* della vicina piattaforma di produzione Elgin Franklin (Eni 21,87%). La produzione nell'anno è stata di 12 mila boe/giorno (1.000 in quota Eni).

È in fase di completamento lo sviluppo del giacimento Blane nel Blocco 30/3a (Eni 18%). Sono in corso le attività di collegamento dei due pozzi produttori alle *facility* di trattamento esistenti. Lo *start-up* è previsto nel primo semestre del 2007 con una produzione iniziale di 12 mila boe/giorno (2.200 in quota Eni).

#### RESTO DEL MONDO

**Australia** Attività esplorativa: nel Blocco *offshore* WA-25-L (Eni 65% operatore) il pozzo di *appraisal* Woolybutt-5 ha rinvenuto una mineralizzazione di petrolio alla profondità di 2.865 metri.

Nel giugno 2006, Eni ha avviato lo sviluppo del giacimento a gas e liquidi Blacktip (Eni 100%) situato nel Blocco WA-279-P nel Bonaparte Basin lungo la costa settentrionale dell'Australia, a una profondità d'acqua di 50 metri. Il progetto con avvio atteso nel gennaio 2009, prevede l'installazione di una piattaforma di produzione a circa 100 chilometri dalla costa e la realizzazione di un impianto *onshore* per il trattamento del gas della capacità di 1,3 miliardi di metri cubi/anno. In forza del contratto della durata di venticinque anni firmato con la Darwin Power & Water Utility Co., saranno forniti com-

plessivamente venti miliardi di metri cubi di gas con l'opzione di futuri incrementi dei volumi forniti.

Nel febbraio 2006 è avvenuta la spedizione del primo carico di GNL dall'impianto di liquefazione di Darwin destinato al mercato giapponese a due compagnie operanti nel campo della generazione elettrica e nella distribuzione del gas. L'impianto della capacità di 3,5 milioni di tonnellate/anno di GNL (equivalenti alla carica di 4,9 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale) è collegato attraverso un gasdotto della lunghezza di circa 500 chilometri al giacimento a gas e liquidi di Bayu Undan, situato a una profondità d'acqua di 80 metri nei permessi JPDA 03-12 e JPDA 03-13 nelle acque di cooperazione internazionale tra Australia e Timor Est (Eni 12,04%).

**Brasile** Nel gennaio 2006, in esito a una gara internazionale svolta nell'ottobre 2005, Eni si è aggiudicata con il ruolo di operatore la licenza esplorativa della durata di sei anni del Blocco BM-Cal-14 della superficie linda di circa 700 chilometri quadrati nell'*offshore* profondo del bacino di Camamu-Almada.

Nel novembre 2006, in esito a una gara internazionale, Eni è risultata la compagnia con la miglior offerta per la licenza esplorativa del Blocco S-M-857 (Eni 100%) della superficie linda di circa 700 chilometri quadrati nell'*offshore* profondo del bacino di Santos. L'assegnazione dei blocchi oggetto della gara non è stata ancora completata.

**Croazia** Attività esplorativa: nel permesso Ivana nell'*offshore* adriatico (Eni 50%), i pozzi di scoperta Ana 1 e Vesna 1 hanno individuato la presenza di strati mineralizzati a gas a profondità comprese tra 650 e 1.200 metri.

Nell'ambito del piano di sfruttamento delle riserve di gas della concessione Ivana (Eni 50%), è stata avviata la produzione delle piattaforme Ivana C/K, nonché dei giacimenti Ika e Ida. La produzione di questi giacimenti è convogliata alla piattaforma Ivana K e da qui, attraverso una condotta lunga 67 chilometri, alla piattaforma Garibaldi K per la successiva commercializzazione sul mercato italiano. Attualmente la produzione di gas dei quattro giacimenti è di 4,3 milioni di metri cubi/giorno (1,4 milioni in quota Eni). A fine 2006 è stato avviato il giacimento Katarina (Eni 50%), la cui produzione avviene attraverso l'utilizzo di due piattaforme collegate alle infrastrutture di trasporto presenti nell'area.

**Kazakhstan** Nell'ambito del North Caspian Sea PSA, di cui Eni è operatore unico con il 18,52%, proseguono le attività di sviluppo del giacimento Kashagan, considerato la più importante scoperta petrolifera al mondo degli ultimi trent'anni. Il piano di sviluppo approvato nel febbraio 2004 prevede la messa in produzione in tre fasi successive, di riserve pari a 7-9 miliardi di barili, incrementabili fino a 13 miliardi mediante la re-iniezione parziale del gas.

La realizzazione della prima fase prosegue con l'impiego delle più avanzate tecnologie per far fronte alle elevate pressioni in giacimento, alla presenza di acido solfidrico in concentrazioni elevate e alle complesse condizioni ambientali. A fine dicembre 2006 lo stato di avanzamento del progetto era pari al 59% dello scopo iniziale ed erano stati assegnati contratti del valore complessivo di 10,6 miliardi di dollari. Sono proseguiti le attività di perforazione e completamento dei pozzi di sviluppo dalle due isole realizzate, su cui sono stati installati tre impianti di perforazione, di cui due di ultima generazione. Tre pozzi completati sono stati provati ed hanno fornito indicazioni di produttività elevate.

Lo *start-up* della produzione originariamente programmato nel 2008 è previsto slittare al terzo trimestre 2010, anche in conseguenza di studi eseguiti dall'Operatore nel corso del 2006 per individuare migliorie alla sicurezza e operabilità degli impianti. Gli studi, completati a fine 2006, hanno confermato il concetto di sviluppo ed individuato delle migliorie per la parte *offshore* che saranno inserite nel piano di progetto e realizzate. La stima dei costi di sviluppo per il conseguimento del *target* produttivo della fase uno di 300 mila barili/giorno è di 19 miliardi di dollari con un aumento significativo rispetto al *budget* approvato di 10,3 miliardi di dollari (in termini reali 2007). L'aumento dei costi è dovuto: (i) agli effetti negativi dell'evoluzione dei tassi di cambio e del generale aumento dei costi per materie prime e servizi che ha interessato l'industria petrolifera; (ii) alla sottostima iniziale dei costi di sviluppo per la parte *offshore* di un progetto, quale Kashagan, senza uguali al mondo per le difficoltà tecniche, logistiche ed i vincoli ambientali; (iii) alle migliorie della configurazione degli impianti *offshore*. La produttività superiore alle stime iniziali dei primi tre pozzi di sviluppo fa ritenere che il *plateau* produttivo di Kashagan possa raggiungere 1,5 milioni di barili/giorno, con un incremento del 25% rispetto al *target* iniziale.

Nell'ambito del programma di valutazione delle numerose scoperte effettuate nell'Area Contrattuale del North Caspian Sea PSA, si è conclusa con successo la perforazione del primo pozzo di *appraisal* della struttura di Kairan (Kairan 2). Nella struttura di Kalamkas si è conclusa con successo la perforazione del secondo pozzo di *appraisal* (Kalamkas 3) i cui risultati, oltre a mettere in evidenza la buona produttività del *reservoir*, indicano una dimensione della scoperta decisamente superiore alle previsioni.

Nel giacimento Karachaganak (Eni cooperatore con il 32,5%), le buone *performance* dei pozzi e degli impianti di trattamento e di iniezione gas hanno consentito di: (i) inviare sul terminale di Novorossiysk sul Mare Nero, tramite l'oleodotto del Caspian Pipeline Consortium (CPC), una media di 43.900 barili/giorno, in quota Eni; (ii) vendere in Russia circa 2,2 miliardi di metri cubi di

gas, in quota Eni. Nel Luglio 2006 sono stati consegnati i primi carichi di greggio a Odessa e Primorsk attraverso la pipeline Atyrau-Samara, avviando di fatto la commercializzazione verso i mercati occidentali anche attraverso la rotta baltica.

Sono, inoltre, proseguiti le attività necessarie a mantenere il *plateau* di produzione ai livelli attuali, in particolare la perforazione di nuovi pozzi, ed è stata sanzionata l'espansione della capacità di trattamento dei condensati (4° treno) che consentirà di aumentare i volumi destinati all'esportazione diminuendo quelli commercializzati sui mercati locali russi con conseguente aumento dei prezzi di realizzo.

**Mozambico** Nel marzo 2006, in esito a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa dell'Area 4, situata nell'*offshore* profondo del Rovuma Basin. Il Blocco copre una superficie linda di 17.646 chilometri quadrati all'interno di un bacino geologico finora inesplorato che secondo gli studi effettuati presenta elevata potenzialità mineraria. Nel dicembre 2006 è stato firmato il contratto che regola le attività del blocco.

**Pakistan** Nel febbraio 2006, in esito a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata con il ruolo di operatore quattro licenze esplorative relative ai Blocchi Rajar/Mithi – zona I e Thar/Umarkot – zona III. I quattro blocchi situati nell'Est Sindh al confine con l'India si estendono su di una superficie linda di 9.950 chilometri quadrati.

Nel marzo 2006 nei permessi di sviluppo operati di Bhit e Badhra è stato approvato il progetto per la realizzazione di un terzo treno dell'impianto di trattamento di Bhit per permettere la produzione di gas dell'adiacente campo di Badhra. Sul campo non operato di Zamzama prosegue la costruzione del nuovo impianto di trattamento.

**Stati Uniti – Golfo del Messico** Attività esplorativa: a) nel Blocco Mississippi Canyon 546 (Eni 50%) il pozzo di *appraisal* Longhorn ha rinvenuto la presenza di gas alla profondità di circa 3.900 metri; b) nel Blocco Mississippi Canyon 502 (Eni 100%), il pozzo di scoperta Longhorn North ha rinvenuto a una profondità di 3.400 metri la presenza di uno strato di sabbie mineralizzate a gas. E' stato avviato lo studio di fattibilità per la messa in produzione del giacimento.

Nell'ambito dello sviluppo delle riserve del Golfo del Messico sono stati avviati i due giacimenti Allengheny South (Eni 100%) e North Black Widow (Eni 25,19%).

**Stati Uniti - Alaska** Nel novembre 2006 Eni ha avviato il programma esplorativo nell'area *onshore* Rock Flour (Eni 100%) che prevede la perforazione di 3 pozzi. Nel marzo



Stati Uniti (Golfo del Messico): Piattaforma di produzione Allegheny.

2006, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata 11 nuovi blocchi esplorativi *onshore* (Eni 100%) in aree prossime a Rock Flour.

E' stato perfezionato con un *partner* lo scambio di quote di partecipazione in 64 blocchi *offshore* (Eni 60%) nell'area Beaufort Sea, a nord delle coste settentrionali dell'Alaska. Per effetto dell'operazione, Eni ha portato a 140 il numero dei blocchi esplorativi nei quali è attiva nell'area (di cui la metà con il ruolo di operatore). Il programma esplorativo dei blocchi oggetto di *swap* prevede l'acquisizione di sismica e la perforazione di un primo pozzo entro il 2010. Nel gennaio 2006 è stato avviato lo sviluppo del giacimento *offshore* Oooguruk (Eni 30%) nel Beaufort Sea. Lo *start-up* della produzione è previsto a fine 2007 con il raggiungimento del picco produttivo di 17 mila boe/giorno (oltre 5 mila in quota Eni) atteso nel 2010. E' in corso la fase di perforazione del campo di Nikaitchuq, sempre nel Beaufort Sea (Eni 30%).

**Timor Est** Nel maggio 2006, in esito a una gara internazionale, Eni si è aggiudicata con il ruolo di operatore (Eni 100%) cinque licenze esplorative relative alle *contract area* A, B, C, E ed H, della superficie linda di 12.183 chilometri quadrati, situate nell'*offshore* profondo compreso tra l'isola di Timor e la zona di cooperazione internazionale tra Timor East e Australia. Sono stati firmati i relativi contratti di *Production Sharing*.

**Turchia** Nel giugno 2006 è stata assegnata la licenza di realizzazione dell'*oleodotto* Samsun-Ceyhan, alla società turca Çalık Enerji, *partner* al 50% di Eni. Il *by-pass* degli stretti turchi (Bosforo e Dardanelli) consentirà di trasportare il petrolio dall'area del Caspio all'*hub* commerciale di Ceyhan sul Mediterraneo. La nuova infra-

struttura, le cui attività sono state avviate nel secondo semestre del 2006, avrà una lunghezza di 550 chilometri e una capacità massima di trasporto di 1,5 milioni di barili giorno, equivalenti a circa 75 milioni di tonnellate all'anno. Il trasporto con oleodotto rappresenta un'alternativa più efficiente ed eco-compatibile rispetto al trasporto via mare attraverso gli stretti del Bosforo e dei Dardanelli.

**Venezuela** Nel gennaio 2006, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata la licenza esplorativa della durata di trenta anni del Blocco Cardon IV (Eni 50%), in *joint venture* con un'altra compagnia petrolifera internazionale. Il Blocco è parte del progetto Rafael Urdaneta per lo sviluppo delle riserve di gas naturale in un'area della superficie di circa 30 mila chilometri quadrati nel golfo del Venezuela.

Nel maggio 2006 è stata avviato il programma di perforazione dei pozzi produttori nell'ambito della prima fase di sviluppo del giacimento di petrolio Corocoro nel Golfo di Paria West Block (Eni 26%). Il piano di sviluppo è articolato in due fasi, di cui la seconda dipenderà dai risultati della prima in termini di produttività dei pozzi e di comportamento del giacimento alla iniezione di acqua e gas. L'avvio della produzione è atteso entro la fine del 2007.

Con effetto dal 1° aprile 2006 la compagnia petrolifera di Stato venezuelano Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) ha comunicato a Eni Dación BV, società con sede nei Paesi Bassi, la unilaterale risoluzione del contratto di servizio relativo alle attività minerarie dell'area di Dación. Conseguentemente da tale data la conduzione delle attività è stata assunta da PDVSA. Nel novembre 2006 Eni, ferma restando la propria disponibilità a una soluzione negoziale, ha avviato un procedimento arbitrale per tute-

lare i propri diritti presso l'*International Centre for Settlement of Investment Disputes (ICSID)*, organismo della Banca Mondiale preposto alla risoluzione delle controversie in caso di violazione dei trattati bilaterali per la protezione degli investimenti, quale quello in vigore tra il Venezuela e i Paesi Bassi. In particolare sulla base dei pareri dei propri consulenti legali, Eni ritiene di aver diritto a un indennizzo corrispondente al valore di mercato del contratto di servizio terminato da PDVSA da determinarsi secondo la consolidata prassi internazionale sulla base dei profitti attesi per un importo corrispondente al valore attuale netto dei flussi di cassa futuri che sarebbero stati prodotti dalle attività di Dación. Eni ha stimato tale valore attuale conformemente al metodo adottato dall'industria petrolifera con riferimento alla propria quota della produzione futura del giacimento ed ai relativi costi attesi di investimento e di esercizio attualizzando i flussi di cassa con un tasso di sconto che remunerava il costo del capitale e il premio per il rischio specifico delle attività in oggetto. Da tale valutazione pienamente confermata da esperti indipendenti risulta che il valore di mercato delle immobilizzazioni dedicate al contratto di Dación non è inferiore al loro valore di libro: conseguentemente le stesse non sono state oggetto di svalutazione. In base alla convenzione ICSID, il lodo arbitrale di un tribunale ICSID che riconosca ad Eni il diritto ad un indennizzo sarebbe vincolante per le parti e direttamente eseguibile al pari di una sentenza definitiva di un tribunale appartenente alla giurisdizione di ciascuno dei 143 Stati che hanno ratificato la Convenzione.

Pertanto qualora lo Stato del Venezuela rifiutasse il volontario adempimento al lodo arbitrale e il pagamento dell'indennizzo, Eni potrebbe soddisfare il proprio credito su qualunque bene dello Stato del Venezuela pressoché ovunque localizzato, salvo quanto previsto dalle leggi nazionali sulle immunità riconosciute agli stati sovrani. Nell'esercizio 2005 e nel primo trimestre 2006, la produzione giornaliera del campo di Dación è stata di circa 60 mila barili. Al 31 dicembre 2005, le riserve certe di Dación iscritte a libro erano 175 milioni di barili.

In data 26 febbraio 2007, il Presidente Venezuelano ha emanato un decreto che prevede, entro un periodo di sei mesi dalla pubblicazione del decreto stesso, la migrazione ad un regime di "empresa mixta", delle associazioni strategiche della regione petrolifera dell'Orinoco (Faja) e dei cosiddetti contratti di esplorazione a rischio condiviso. Secondo le nuove disposizioni una società di diritto venezuelano sarà titolare dei relativi diritti minerari, svolgerà direttamente le operazioni petrolifere e sarà partecipata da CVP (Corporación Venezolana de Petróleo) o altra affiliata di PDVSA con una quota minima pari a 60%. Tale decreto potrebbe avere un impatto per l'attività di Eni in Venezuela in relazione alla partecipazione dell'affiliata Eni Venezuela B.V. nella joint venture nel blocco Gulf of Paria West nel delta dell'Orinoco. Tale impatto non è tuttavia al momento preventivabile non essendo ancora stati negoziati i termini e le condizioni della partecipazione delle imprese straniere nelle costituende imprese miste.

**Investimenti tecnici** (milioni di euro)

	2004	2005	2006	Var. ass.	Var. %
<b>Acquisto di riserve proved e unproved</b>	<b>301</b>	<b>152</b>	<b>(149)</b>	<b>(49,5)</b>	
Italia		139			
Africa Settentrionale		10			
Africa Occidentale	60				
Resto del mondo	241	3			
<b>Esplorazione</b>	<b>499</b>	<b>656</b>	<b>1.348</b>	<b>692</b>	<b>105,5</b>
Italia	51	38	128	90	..
Africa Settentrionale	90	153	270	117	76,5
Africa Occidentale	70	75	471	396	..
Mare del Nord	66	126	174	48	38,1
Resto del mondo	222	264	305	41	15,5
<b>Sviluppo</b>	<b>4.310</b>	<b>3.952</b>	<b>3.629</b>	<b>(323)</b>	<b>(8,2)</b>
Italia	378	411	403	(8)	(1,9)
Africa Settentrionale	1.358	1.007	701	(306)	(30,4)
Africa Occidentale	865	889	864	(25)	(2,8)
Mare del Nord	338	385	406	21	5,5
Resto del mondo	1.371	1.260	1.255	(5)	(0,4)

**Italia** Sono state effettuate scoperte a gas: a) in Emilia Romagna nella concessione *onshore* San Polito, pozzo Longanesi 1, a una profondità di 2.540 metri; b) nell'*offshore* siciliano (permesso GR.13.AG, pozzo Argo 1 - Eni 60%), a una profondità compresa tra 1.350 e 1.520 metri; c) nell'*offshore* adriatico (permesso AR.95.EA, pozzo Benedetta 1) ad una profondità di 2.090 metri, erogando in fase di test 145.000 metri cubi/giorno di gas; d) nell'*onshore* siciliano (permesso San Teodoro, pozzo Borgo Giuliano 1), a una profondità di circa 2 mila metri.

L'attività di sviluppo ha riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Barbara A/H, Daria, Basil e Anemone per il gas e Rospo per il petrolio); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e l'adeguamento delle *facility* di produzione in Val d'Agri.

Il principale progetto di sviluppo in corso su temi a olio riguarda il giacimento Miglianico nell'*onshore* abruzzese, con *start-up* atteso nel secondo semestre del 2008. Lo schema di sviluppo prevede la realizzazione di una centrale di trattamento in loco per il petrolio, che sarà consegnato alle strutture logistiche del settore Refining & Marketing, e per la desolfurazione del gas che sarà immesso tramite un raccordo nella rete nazionale di trasporto.

Per quanto riguarda i nuovi progetti di sviluppo su temi a gas, sono in fase di avanzata realizzazione: (i) il progetto Tea, Arnica e Lavanda nell'*offshore* Adriatico di fronte al delta del Po, con *start-up* atteso nella seconda metà del 2007. Nell'esercizio sono state installate la piattaforma di produzione e le infrastrutture di collegamento alle *facility* presenti nell'area; (ii) il progetto Candela, con *start-up* produttivo previsto nel 2007; (iii) i progetti sui temi a gas dell'*onshore* siciliano: Pizzo Tamburino, di cui si prevede l'avvio nel secondo semestre del 2007 con una produzione attesa di 1.000 boe/giorno, Samperi 1, avviato nella seconda metà del 2006 con picco produttivo di circa 500 boe/giorno, e recupero delle riserve addizionali della concessione Fiumetto con *start-up* atteso nella prima metà del 2007 con picco produttivo di 600 boe/giorno.

## Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (5.203 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo, realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Kazakistan, Angola ed Egitto. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione di pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di *sidetrack* e di *infilling* nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 90% le attività all'estero, in particolare Angola, Egitto, Norvegia, Nigeria e Golfo del Messico. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato le aree della Sicilia *offshore*, della Pianura Padana e dell'Adriatico. Nel 2006 gli investimenti tecnici aumentano di 238 milioni di euro rispetto al 2005 (+4,8%) per effetto essenzialmente della crescita della ricerca esplorativa essenzialmente in Egitto e Nigeria. Tale effetto è stato essenzialmente assorbito dal completamento di importanti progetti in Libia (Bahr Essalam) e Nigeria (treni 4 e 5 dell'impianto GNL di Bonny), nonché per l'acquisto dell'1,85% del giacimento Kashagan avvenuto nel primo semestre 2005 (169 milioni di euro).

## Attività di stoccaggio

Lo stoccaggio di gas naturale è svolto dalla Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit"), cui il 31 ottobre 2001 è stata conferita da Eni SpA e dalla Snam SpA la relativa attività, in ottemperanza all'obbligo, previsto dall'art. 21 del D.Lgs. 23 maggio 2000 n. 164, di separazione societaria dello stoccaggio dalle altre attività del settore del gas.

I servizi di stoccaggio sono prestati mediante otto campi di stoccaggio distribuiti sul territorio nazionale, sulla base di dieci concessioni di stoccaggio<sup>3</sup> rilasciate dal Ministero delle Attività Produttive.

Nel 2006 la quota di capacità utilizzata dai clienti terzi è stata pari al 46%. Dall'inizio dell'attività, la società ha

		2004	2005	2006
<b>Capacità disponibili:</b>				
<b>modulazione e minerali</b>	(miliardi di metri cubi)	7,5	7,5	<b>8,4</b>
- di cui quota utilizzata da Eni	(%)	47	44	<b>54</b>
<b>strategico</b>	(miliardi di metri cubi)	5,1	5,1	<b>5,1</b>
<b>Clienti totali</b>	(numero)	39	44	<b>38</b>
<b>Clienti servizio modulazione e minerali</b>	(numero)	29	35	<b>38</b>

(3) Di cui due attualmente non operative.

aumentato considerevolmente il numero dei clienti e la quota dei ricavi verso terzi; quest'ultima, da valori iniziali non significativi, è passata al 42%.

## Regolamentazione

### Codice di stoccaggio

Con delibera n. 220/06 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha approvato il codice di stoccaggio predisposto da Stoccaggi Gas Italia (Stogit) in base ai principi sanciti dalla delibera n. 119/05 ("Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale").

Il codice disciplina l'accesso e l'erogazione dei servizi di stoccaggio in situazioni di normale esercizio, definisce le procedure di conferimento, gli adempimenti in materia di programmazione operativa e i corrispettivi di bilanciamento a carico degli utenti. Il codice è entrato in vigore il 1° novembre 2006, con l'inizio del ciclo di erogazione dagli stoccaggi.

L'impresa di stoccaggio offre i seguenti servizi, alle condizioni economiche e secondo le priorità di accesso determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ("Autorità"):

- a. i servizi obbligatori ai sensi dell'articolo 12, comma 2 del D. Lgs. n. 164/2000, e specificatamente:
  - il servizio di stoccaggio di modulazione;
  - il servizio di stoccaggio minerario;
  - il servizio di stoccaggio strategico;
- b. il servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto del sistema, comprensivo della modulazione oraria.

Il servizio di modulazione è finalizzato a soddisfare le esigenze di modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi, con priorità per il soddisfacimento delle esigenze dei clienti finali con consumi annui non superiori a 200.000 metri cubi. A tal fine l'impresa di stoccaggio mette a disposizione, su base annuale, le capacità di spazio, di iniezione e di erogazione secondo quanto definito nel proprio codice di stoccaggio.

Il servizio di stoccaggio minerario è finalizzato a consentire ai titolari di concessioni di coltivazione lo svolgimento ottimale di tale attività secondo i criteri definiti dal Ministero dello sviluppo economico.

Il servizio di stoccaggio strategico è destinato ai soggetti che importano gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione europea per l'assolvimento degli obblighi di cui all'articolo 3 del D.Lgs. 164/2000. A tal fine, l'impresa di stoccaggio mette a disposizione le relative capacità di stoccaggio e gas determinate dal Ministero dello sviluppo economico.

### Determinazione delle tariffe

Ai sensi della delibera n. 50/06 dell'Autorità ("Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione"), l'impresa di stoccaggio calcola i ricavi di riferimento per la determinazione delle tariffe unitarie per i servizi di stoccaggio sommando le seguenti componenti di costo:

- i) la remunerazione del capitale, fissata dalla delibera n. 50/06 nella misura del 7,1% (8,33% nel precedente periodo di regolazione). La delibera ha confermato i meccanismi di valutazione del capitale investito netto previsti nel primo periodo di regolazione;
- ii) gli ammortamenti economico-tecnici;
- iii) i costi operativi.

Negli anni successivi al primo del nuovo periodo di regolazione, i ricavi di riferimento sono aggiornati per tenere conto del capitale investito aggiornato e, sulla componenti di ammortamento e costi, dell'inflazione al netto di un tasso prefissato di variazione del recupero della produttività.

Le tariffe di stoccaggio comprendono le seguenti componenti:

- i) un corrispettivo unitario di spazio;
- ii) un corrispettivo unitario per la capacità di iniezione;
- iii) un corrispettivo unitario per la capacità di erogazione;
- iv) un corrispettivo unitario di movimentazione del gas;
- v) un corrispettivo unitario per la disponibilità del gas per il servizio di stoccaggio strategico.

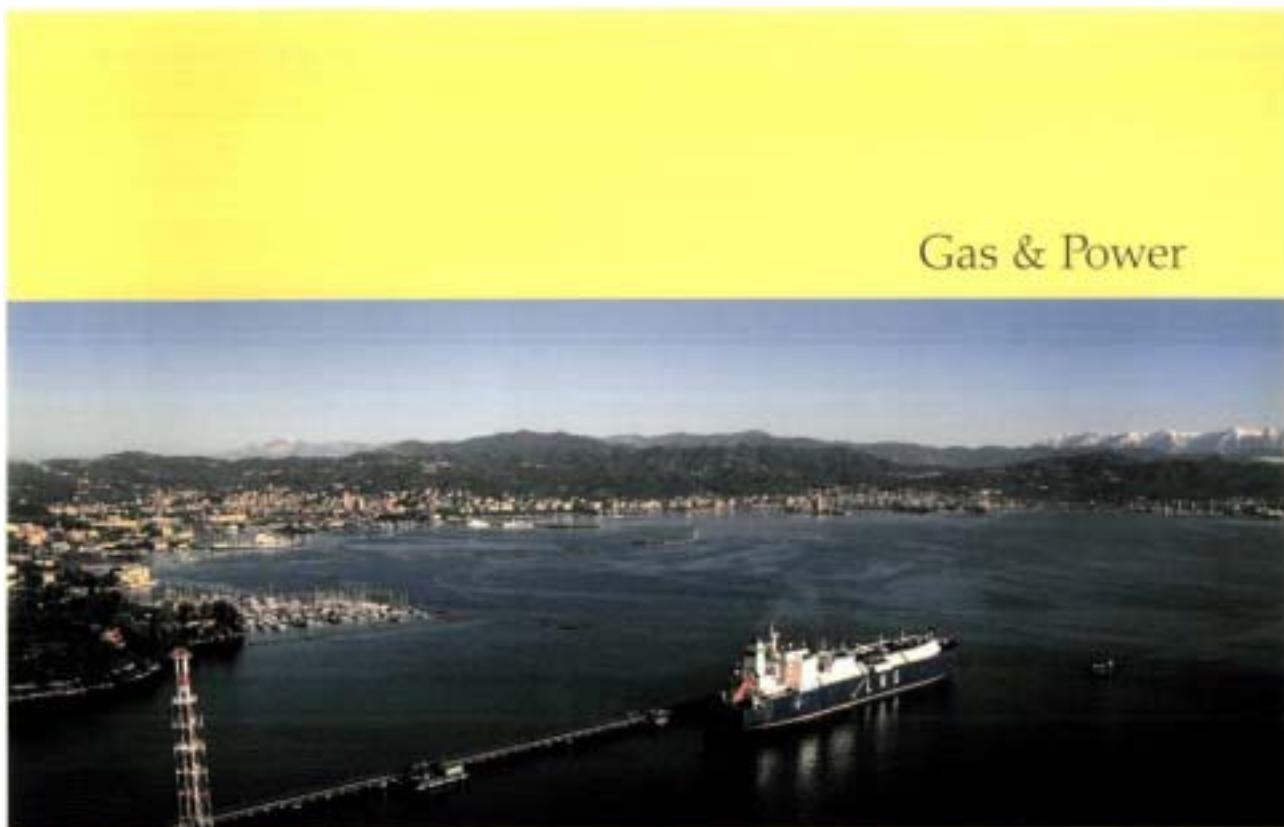
L'Autorità ha inoltre stabilito che le singole tariffe siano determinate a livello nazionale, con meccanismi di percuozione tariffaria tra le imprese di stoccaggio, attraverso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico ("Cassa Conguaglio").

La delibera 50/06 prevede infine incentivi agli investimenti di sviluppo dello stoccaggio attraverso il riconoscimento di un tasso di remunerazione incrementale del 4% rispetto al tasso base per la durata di 8 anni per i potenziamenti di capacità esistente e per la durata di 16 anni per lo sviluppo di nuovi campi e nuovi livelli.

### Corrispettivi per il bilanciamento e per la reintegrazione degli stoccaggi

L'attività di bilanciamento e reintegro del gas strategico eventualmente utilizzato è regolata da disposizioni fissate dall'Autorità, che prevedevano, fino all'anno termico 2005-2006, la loro successiva ripartizione agli utenti.

La delibera 50/06 prevede che – a differenza di quanto precedentemente stabilito – tutti i corrispettivi di bilanciamento e per la reintegrazione degli stoccaggi siano invece prioritariamente destinati alla copertura dei ricavi derivanti da nuovi investimenti e che l'eventuale residuo sia versato alla Cassa Conguaglio.



Principali indicatori di performance		2004	2005	2006
Ricavi <sup>(a)</sup>	(milioni di euro)	17.302	22.969	<b>28.368</b>
Utile operativo		3.428	3.321	<b>3.802</b>
Utile operativo <i>adjusted</i>		3.448	3.531	<b>3.882</b>
Utile netto <i>adjusted</i>		2.290	2.552	<b>2.862</b>
Investimenti tecnici		1.451	1.152	<b>1.174</b>
Capitale investito netto <i>adjusted</i>		18.383	18.898	<b>18.864</b>
ROACE <i>adjusted</i> (%)	(%)	12,6	13,7	<b>15,1</b>
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	87,03	94,21	<b>97,48</b>
Vendite gas in Europa		85,32	92,50	<b>95,97</b>
- Vendite gas in Europa G&P		80,62	87,99	<b>91,90</b>
- Vendite dirette <i>Upstream</i> in Europa <sup>(b)</sup>		4,70	4,51	<b>4,07</b>
Clienti in Italia	(milioni)	5,95	6,02	<b>6,54</b>
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	80,41	85,10	<b>87,99</b>
Produzione venduta di energia elettrica	(terawattora)	13,85	22,77	<b>24,82</b>
Dipendenti a fine periodo	(numero)	12.843	12.324	<b>12.074</b>

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Non include le vendite della Nigeria LNG (Eni 10,4%) destinate in Europa di miliardi di metri cubi: 1,30, 1,31 e 1,55 rispettivamente nel 2004, 2005 e 2006.

### Accordo con Gazprom

Il 14 Novembre 2006 Eni e Gazprom hanno firmato un accordo strategico di ampia portata che consolida la *partnership* di lungo termine tra le due società e che rappresenta un passo fondamentale per la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dell'Italia. Punti salienti dell'accordo sono l'estensione della durata dei contratti di fornitura di gas russo a Eni fino al 2035, che rafforza ulteriormente il portafoglio di forniture Eni e il perseguitamento di iniziative congiunte nel settore

*upstream*. Gazprom dal canto suo entrerà direttamente sul mercato italiano del gas a partire dal 2007 commercializzando volumi di gas cui avrà accesso grazie ad una riduzione dei volumi che in precedenza erano venduti ad Eni

#### Risultati economici e finanziari

- › Con 2.862 milioni di euro di utile netto *adjusted*, il settore conferma la capacità di conseguire *performance* stabili e di elevato livello. Rispetto al 2005, l'utile netto *adjusted* è aumentato di 310 milioni di euro, pari al 12,1% per effetto essenzialmente dei maggiori margini di vendita del gas naturale a seguito dell'andamento favorevole dei parametri energetici, del minor impatto della delibera 248/04 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, della crescita dei volumi venduti di gas naturale, dei volumi trasportati per l'entrata a regime del gasdotto libico GreenStream e della produzione venduta di energia elettrica
- › Il ROACE *adjusted* è stato del 15,1%, in aumento rispetto al 2005 (13,7%)
- › Sono stati investiti 1.174 milioni di euro per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, l'avvio dei potenziamenti dei gasdotto di importazione e il completamento del programma di espansione della capacità di generazione elettrica

#### Risultati operativi

- › Le vendite di gas naturale sono state di 97,48 miliardi di metri cubi, in crescita di circa il 4% per effetto essenzialmente del *build-up* delle forniture di gas libico e della crescita nei mercati *target* del resto d'Europa (+16% circa, in particolare in Turchia, Germania/Austria e Francia) a fronte della riduzione delle vendite in Italia a causa del clima mite dell'ultima parte dell'anno
- › La produzione venduta di energia elettrica di 24,82 terawattora è aumentata di 2,05 terawattora rispetto al 2005, pari al 9%, per effetto dell'entrata in esercizio di nuova capacità di generazione

#### Altri fatti di rilievo dell'anno

- › Nell'ambito della strategia di sviluppo nei settori della vendita e della distribuzione gas attraverso alleanze regionali, è stato definito con i *partner* pubblici di Eni il progetto Toscana con la costituzione di una società regionale di distribuzione a gestione Eni con 1,6 milioni di utenze allacciate e una società regionale di vendita a controllo Eni con 600 mila clienti e vendite di 1,1 miliardi di metri cubi di gas/anno

## GAS NATURALE

### Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati delle società consolidate sono stati pari a 89,27 miliardi di metri cubi con un aumento di 6,71 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari all'8,1%. I volumi di gas approvvigionati all'estero (79,06 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'89% del totale approvvigionamenti gas naturale delle società consolidate (87% nel 2005) e sono aumentati di 7,23 miliardi di metri cubi rispetto al 2005, pari al 10,1%, per effetto dell'entrata a regime delle forniture di gas di produzione Eni proveniente dalla Libia (+2,79 miliardi di metri cubi), dei maggiori acquisti dai Paesi Bassi (+1,99 miliardi di metri cubi), dei maggiori approvvigionamenti di gas russo venduto in Turchia (+1,21 miliardi di metri cubi), delle maggiori forniture di GNL (+1,01 miliardi di metri cubi) e dei maggiori acquisti dalla Croazia (+0,43

### Approvvigionamenti di gas naturale

89,27 miliardi di metri cubi

