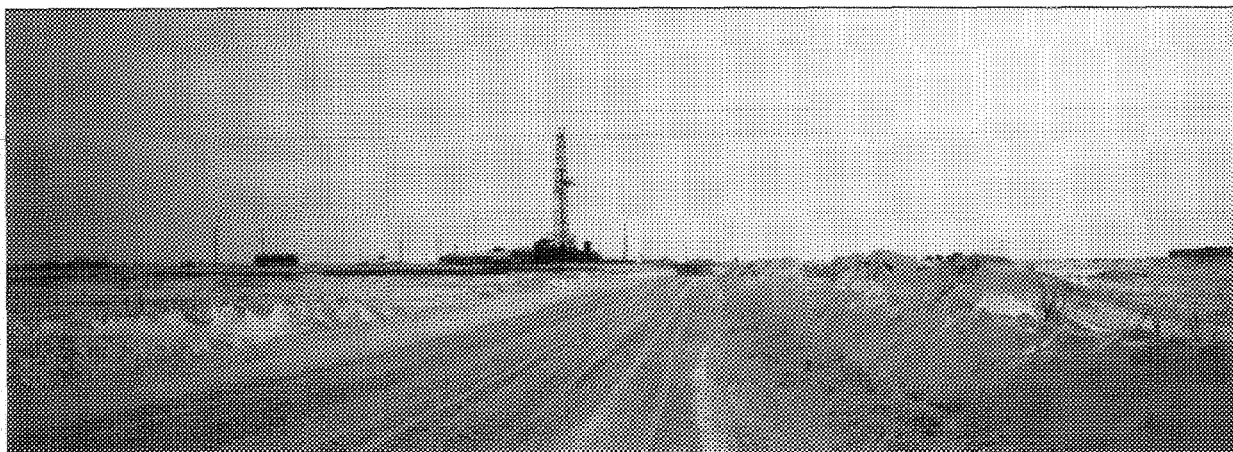


E S P L O R A Z I O N E E P R O D U Z I O N E



■ La produzione giornaliera media di idrocarburi ha raggiunto nell'esercizio 1.369 mila boe con un aumento del 15,3% grazie sia al contributo dell'acquisizione della Lasmo sia alla crescita per linee interne che ha parzialmente compensato la flessione connessa ai declini. Nel febbraio 2002 la produzione giornaliera è stata di 1.466 mila boe. La crescita del 15,3% proietta l'Eni verso il traguardo della produzione giornaliera di 1,7 milioni di boe, raggiungibile attraverso lo sviluppo degli asset in portafoglio, programmata per il 2005.

■ In Kazakistan nel febbraio 2001 l'Eni è stata nominata Operatore unico del Production Sharing Agreement relativo al progetto "North Caspian Sea" nell'offshore kazako (quota Eni 14,28%). Il progetto rappresenta una iniziativa di grandissimo livello nell'industria petrolifera mondiale. Dopo la scoperta effettuata nel luglio 2000, nel corso del 2001 sono stati completati due ulteriori pozzi il cui esito ha confermato le elevatissime aspettative minerarie dell'area. A fine anno un terzo pozzo - secondo di appraisal - era in perforazione.

■ È stato completato il processo di integrazione della Lasmo con il conseguimento su base annua di un beneficio stimato in circa 100 milioni di euro, superiore del 25% rispetto a quanto considerato nella valutazione di acquisto. La produzione di Lasmo nel 2001 (201 mila boe) è aumentata del 6% rispetto al 2000 ed è previsto che raggiunga 260 mila boe nel 2003.

■ In Italia l'avvio in novembre dell'oleodotto Monte Alpi che trasporta il petrolio della Val d'Agri alla raffineria Eni di Taranto ha consentito di aumentare la produzione giornaliera della Val d'Agri a 45 mila barili.

■ In Congo sono entrati in produzione i giacimenti offshore di Mwafi e Foukanda, il cui picco produttivo sarà di 17 mila barili/giorno nel 2003.

■ In Angola nel Blocco 15 (quota Eni 20%) è stato avviato il progetto "Kizomba A" relativo allo sviluppo dei giacimenti offshore di Hungo e di Chocalho con riserve recuperabili di circa un miliardo di barili di petrolio. Il progetto, il più importante dell'offshore dell'Africa Occidentale, comporterà un investimento di circa 3,2 miliardi di dollari; la produzione, con avvio a fine 2004, raggiungerà il picco di 250 mila boe/giorno nel 2005.

■ In Nigeria nel permesso OML 119 (operatore Eni con una quota del 100%) è stato avviato lo sviluppo dei giacimenti di Okono e di Okpoho che produrranno 16 mila barili/giorno nel 2005. Il campo di Okono ha iniziato a produrre in dicembre.

■ In Iran sono stati conclusi con la società di Stato NIOC i contratti per lo sviluppo dei due giacimenti a olio di Darquain (operatore Eni con una quota del 60%) situato nell'onshore prospiciente il Golfo Persico e di Balal.

(quota Eni 38,25%) situato nell'offshore del Golfo Persico. L'inizio delle produzioni è atteso nel 2003 per il primo giacimento e a fine 2002 per il secondo.

■ Le azioni di razionalizzazione e le sinergie conseguite dall'integrazione delle società acquisite hanno consentito di ridurre i costi di 137 milioni di euro

	1999	2000	2001
Ricavi	6.841	12.408	13.960
Utile operativo	2.834	6.673	5.984
Investimenti di ricerca esplorativa e nuove iniziative	536	811	757
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari	752	416	67
Investimenti di sviluppo e di delazioni petrolifere	1.880	2.312	3.452
Investimenti in partecipazioni	10	2.511	4.149
Dipendenti al 31 dicembre (numeri)	2.773	2.741	7.533

RISERVE DI GREGGIO E DI GAS NATURALE

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2001 sono di 6.929 milioni di boe (petrolio e condensati 3.948 milioni di barili; gas naturale 2.981 milioni di boe), con un incremento di 921 milioni di boe rispetto al 2000, pari al 15,3%, a seguito: (i) delle nuove acquisizioni (764 milioni di boe), in particolare della Lasmo Plc ("Lasmo") con riserve certe di 739 milioni di boe e del 30% dei giacimenti del T-Block nel Mare del Nord con riserve certe di 18 milioni di boe; (ii) delle revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero (548 milioni di boe), in particolare in Kazakhstan, Libia, Egitto, Nigeria e Norvegia; (iii) delle nuove scoperte ed estensioni (120 milioni di boe) in particolare in Italia, Azerbaijan, Nigeria, Stati Uniti e Regno Unito. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla produzione dell'anno e dalle cessioni (5 milioni di boe). Gli incrementi delle riserve certe hanno consentito di rimpiazzare il 282% della produzione (226% media 1999-2001); il 142% (175% media 1999-2001) se si esclude l'effetto dell'acquisizione della Lasmo. La vita utile residua delle riserve è di 13,7 anni (14 anni nel 2000).

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2001 sono di 2.314 milioni di barili di petrolio e condensati e 1.453 milioni di boe di gas naturale pari, rispettivamente, al 59 e al 49% del totale delle riserve certe di petrolio e condensati e di gas naturale (rispettivamente 52 e 48% al 31 dicembre 2000).

ESPLORAZIONE E SVILUPPO

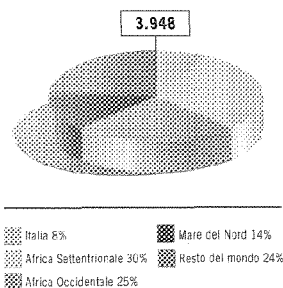
Il portafoglio minerario dell'Eni al 31 dicembre 2001 consisteva in 1.250 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) localizzati in 41 paesi dei cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 317.283 chilometri quadrati (310.839 al 31 dicembre 2000), di cui 41.841 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (38.884 al 31 dicembre 2000). La superficie complessiva posseduta è diminuita in Italia di 3.628 chilometri quadrati e all'estero è aumentata di 10.072 chilometri quadrati. L'aumento all'estero è dovuto alle acquisizioni di titoli minerari principalmente in Indonesia, Pakistan, Marocco, Tunisia, Algeria, Taiwan, Turkmenistan e Regno Unito, a fronte dell'acquisizione della Lasmo, nonché in Senegal/Guinea Bissau, Australia, Iran e Nigeria. Rilasci si sono verificati in Italia, Brasile, Cina, Stati Uniti, Falklands, Irlanda, Libia e Mauritania.

Kazakhstan

Nel 2005 la produzione giornaliera del campo di Karachaganak in quota Eni raggiungerà circa 100 mila boe, con un incremento del livello produttivo attuale superiore al doppio

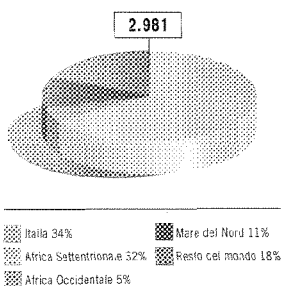
Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica al 31 dicembre 2001

milioni di barili

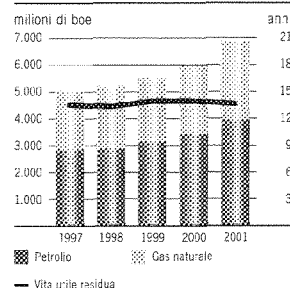


Riserve certe di gas naturale per area geografica al 31 dicembre 2001

milioni di boe



Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



Nel 2001 sono state effettuate prospezioni sismiche tridimensionali per 16.437 chilometri quadrati (7.486 in quota Eni) e prospezioni sismiche bidimensionali per 15.042 (9.120 in quota Eni), con una riduzione rispetto al 2000 del 26% in quota Eni per le prime e un aumento del 203% in quota Eni per le seconde. L'incremento nelle prospezioni sismiche bidimensionali è connesso all'avvio di campagne di rilevazione sismica nei paesi di recente presenza quali Australia e Senegal/Guinea Bissau e in quelli di consolidata presenza quali Gabon e Italia.

Sono stati ultimati 110 nuovi pozzi (47 in quota Eni), a fronte dei 95 (47 in quota Eni) del 2000. Il coefficiente di successo complessivo è stato del 36,5% (31,3% in quota Eni), a fronte del 33,3% (30,6% in quota Eni) del 2000.

Gli investimenti in ricerca esplorativa ammontano a 757 milioni di euro (811 nel 2000), di cui l'89% all'estero, con una diminuzione del 6,7% rispetto al 2000. Gli investimenti in Italia di 80 milioni di euro (156 nel 2000) hanno riguardato in particolare le aree dell'Italia Settentrionale e dell'Appennino Meridionale. All'estero gli investimenti nell'attività esplorativa di 677 milioni di euro (655 nel 2000) sono stati effettuati prevalentemente nelle aree "core" dell'Africa Settentrionale (in particolare Algeria ed Egitto), dell'Africa Occidentale (Nigeria, Congo e Angola), del Mare del Nord (Norvegia), dell'America Latina e del Mar Caspio e nelle aree di recente acquisizione (quelle di presenza Lasmo e British-Borneo e gli Stati Uniti).

Gli investimenti di sviluppo e di dotazioni patrimoniali ammontano a 3.452 milioni di euro (2.312 nel 2000), di cui l'83% all'estero, con un aumento del 49,3%. Gli investimenti in Italia (600 milioni di euro) hanno riguardato in particolare il proseguimento dei lavori per la realizzazione di impianti e infrastrutture in Val d'Agri. Gli investimenti all'estero (2.852 milioni di euro) hanno riguardato principalmente lo sviluppo dei giacimenti di idrocarburi in Kazakistan, Nigeria, Congo, Stati Uniti, Egitto, Angola e Regno Unito; gli investimenti di sviluppo effettuati sui campi acquisiti della Lasmo sono stati di 649 milioni di euro.

Gli investimenti in acquisizioni di titoli minerari, sia in fase esplorativa sia in fase di sviluppo e produzione, ammontano a 67 milioni di euro (416 nel 2000), di cui 34 milioni riferiti all'acquisto del 30% dei giacimenti del T-Block nel Mare del Nord, già posseduto al 47,48%, che ha consentito di aumentare le riserve recuperabili dell'Eni di 26 milioni di boe e la produzione giornaliera dell'esercizio di 3 mila boe. Gli altri investimenti hanno riguardato principalmente per 13 milioni di euro l'acquisto di 7 milioni di boe di riserve recuperabili in Italia e per 13 milioni di euro l'acquisto del 35% del giacimento Woollybutt in Australia con riserve recuperabili di 13 milioni di boe.

Gli investimenti tecnici complessivi, comprese le acquisizioni di titoli minerari ed escluse le acquisizioni di società, sono stati di 4.276 milioni di euro, con un aumento di 737 milioni di euro rispetto al 2000, pari al 20,8%.

PRODUZIONE

Nel 2001 la produzione giornaliera di idrocarburi (1.369 mila boe) è aumentata di 182 mila boe rispetto al 2000, pari al 15,3%. L'incremento è del 14% se si esclude la produzione utilizzata per l'autoconsumo¹. Il contributo delle acquisizioni (204 mila boe) riguarda l'acquisizione della Lasmo (201 mila boe) e del 30% dei giacimenti del T-Block nel Mare del Nord (3 mila boe). La crescita interna è dovuta in particolare: (i) agli avvii di campi, principalmente nel Regno Unito, in Egitto (gas), Norvegia, Congo e Angola; (ii) alla crescita produttiva registrata principalmente in Nigeria e Norvegia, i cui effetti hanno parzialmente compensato i declini in Italia, Stati Uniti, Egitto (petrolio) e Congo. La quota di produzione estera sul totale raggiunge il 78% (71% nel 2000).

(1) A partire dal bilancio 2001 la produzione di gas utilizzata come autoconsumo, nei paesi in cui vi sia un mercato alternativo, è inclusa nelle produzioni. L'effetto nel 2001 è di 16 mila boe/giorno (15 mila nel 2000).

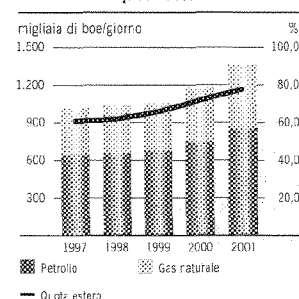
XIV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (857 mila barili) è aumentata di 109 mila barili, pari al 14,6%, a seguito del contributo dell'acquisizione della Lasmo (126 mila barili) e degli aumenti registrati all'estero (29 mila barili), in particolare: (i) in Nigeria per l'incremento di attività; (ii) nel Regno Unito a seguito dell'acquisto del 30% dei giacimenti del T-Block e dell'avvio dei campi di Elgin/Franklin; (iii) in Norvegia nei campi di Aasgard, Norne ed Ekofisk. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle diminuzioni registrate: (i) in Italia (7 mila barili) a seguito in particolare del declino produttivo dei campi di Villafortuna e di Aquila, solo parzialmente compensato dalla crescita produttiva in Val d'Agri connessa all'entrata in esercizio nell'ultima parte dell'anno dell'oleodotto Monte Alpi che collega il centro olio di Viggiano alla raffineria Eni di Taranto; (ii) all'estero (39 mila barili), in particolare in Egitto nei campi di Belayim e Ashrafi, negli Stati Uniti nei campi di Europa e Morpeth, nonché in Kazakistan a seguito dell'interruzione temporanea della produzione dovuta al contenzioso di natura fiscale tra Russia e Kazakistan.

La produzione giornaliera di gas naturale (512 mila boe) è aumentata di 73 mila boe, pari al 16,6%. L'incremento è dovuto al contributo dell'acquisizione della Lasmo (75 mila boe) e agli aumenti all'estero (22 mila boe) registrati in particolare: (i) in Egitto per l'avvio di campi nella concessione di El Tamsah nell'offshore del Delta del Nilo; (ii) in Nigeria per la crescita dei volumi di GNL trattati dall'impianto di Bonny (quota Eni 10,4%); (iii) in Norvegia per la crescita produttiva dei campi a gas di Aasgard e Norne. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle diminuzioni registrate: (i) in Italia (17 mila boe) a seguito del declino dei campi di Porto Garibaldi-Agostino, Cervia-Arianna, Angela-Angelina e Barbara nell'offshore adriatico, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'avvio dei campi di Naomi/Pandora, Camilla ed Emilio nell'offshore adriatico; (ii) all'estero (7 mila boe), essenzialmente negli Stati Uniti e in Kazakistan (in quest'ultimo per i motivi indicati in precedenza).

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 499,7 milioni di boe (428 nel 2000), pressoché corrispondente alla produzione; i prelievi di gas naturale dallo stoccaggio di 9,1 milioni di boe (pari a 1,44 miliardi di metri cubi) sono stati compensati dai volumi di produzione

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero



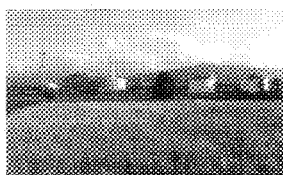
Riserve certe e produzione giornaliera di idrocarburi (1)

	Riserve certe al 31 dicembre (milioni di boe)			Produzione (migliaia di boe al giorno)		
	1999	2000	2001	1999	2000	2001
Italia	1.477	1.389	1.315	358	333	308
gas	1.149	1.093	1.005	270	257	239
olio	328	296	309	88	76	69
Africa Settentrionale	1.849	1.929	2.122	269	306	317
gas	778	890	951	48	79	89
olio	1.071	1.039	1.171	221	227	228
Africa Occidentale	1.067	1.093	1.136	206	224	233
gas	167	159	160	4	11	14
olio	900	934	976	202	213	219
Mare del Nord	646	700	879	154	168	288
gas	229	245	327	38	44	84
olio	417	455	552	116	124	204
Resto del mondo	495	897	1.477	77	156	223
gas	74	199	527	30	48	86
olio	421	698	950	47	108	137
Totale	5.534	6.008	6.929	1.064	1.187	1.369
gas	2.397	2.586	2.981	390	439	512
olio	3.137	3.422	3.948	674	748	857

(1) Il gas naturale è stato convertito da metri cubi in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0061 per il gas di produzione estera e di 0,0063 per la produzione Italia in relazione alle caratteristiche specifiche.

utilizzati per autoconsumo (6 milioni di boe), dai minori ritiri di idrocarburi rispetto alle quote di diritto (under lifting)² e dalle royalties in natura all'estero (2,4 milioni di boe), nonché all'aumento delle rimanenze di petrolio in Italia (0,7 milioni di barili). La produzione venduta di petrolio e condensati (311 milioni di barili) è stata destinata per il 68% al settore Raffinazione e Marketing (70% nel 2000). La produzione venduta di gas naturale (30,5 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 47% al settore Gas Naturale (54% nel 2000).

STOCCAGGIO



Val d'Agri

L'entrata in esercizio dell'oleodotto che collega il centro olio di Viggiano con la raffineria Eni di Taranto ha consentito di incrementare la produzione giornaliera a 45 mila barili

L'Eni dispone in Italia di un importante sistema di stoccaggio di gas naturale costituito da alcuni giacimenti semiesauriti utilizzati per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas naturale è stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno), per la sicurezza delle forniture e per il supporto alla produzione nazionale tramite lo stoccaggio minerario.

In ottemperanza all'articolo 21 comma 1 del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164, che ha imposto la separazione societaria dell'attività di stoccaggio di gas naturale dalle attività di produzione e di vendita, l'Eni SpA e la Snam SpA hanno conferito il 31 ottobre 2001 i rispettivi rami di azienda relativi all'attività di stoccaggio alla Stoccaggi Gas Italia SpA, società costituita nel novembre 2000 e interamente controllata dall'Eni SpA; in particolare il conferimento ha riguardato 21,2 miliardi di metri cubi di gas naturale.

L'attuale sistema di stoccaggio è costituito da nove campi, otto dei quali situati nell'Italia Settentrionale, di cui uno non ancora operativo, e uno nell'Italia Centrale. Il servizio di stoccaggio è stato prestato fino al 31 marzo 2002 sulla base di tariffe stabilite e pubblicate dall'impresa di stoccaggio, in attesa della determinazione delle tariffe stesse da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas secondo quanto disposto dall'articolo 23 comma 5 del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il 4 marzo 2002 è stata pubblicata la Delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 26/02 riguardante i "Criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale" per il primo periodo di regolazione (1° aprile 2002-31 marzo 2006). In relazione a tali criteri, il 18 marzo la Stoccaggi Gas Italia ha formulato la propria proposta tariffaria per i servizi di stoccaggio di modulazione ciclica, minerario e strategico, con riserva di eventuali impugnazioni della citata Delibera.

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E SVILUPPO

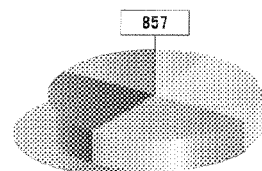
Italia Sono stati perforati 11 pozzi (20 nel 2000), di cui 9,5 in quota Eni (16,8 nel 2000). È stata completata con successo la perforazione del pozzo onshore a olio Miglianico (quota Eni 100%), nel bacino di Pescara. Sono stati ottenuti risultati positivi con i pozzi a gas Fauzia (quota Eni 60%), nell'Adriatico Settentrionale, e Quarto I (quota Eni 66,7%) nella Val Padana.

Nel febbraio 2001 è stata ratificata l'unificazione delle concessioni Grumento Nova, Caldarosa e parte Sud Orientale di Volturino con quote di partecipazione provvisorie del 71% e del 29% rispettivamente per l'Eni SpA e l'Enterprise SpA.

È proseguito il piano di messa in produzione dei tre campi della Val d'Agri situati nella concessione unificata Grumento Nova (quota Eni 71%) e nella concessione Volturino (quota Eni 45%). A fine ottobre è entrato in funzione l'oleodotto "Monte Alpi" lungo 136 chilometri e con un diametro di 20 pollici che collega il centro olio di Viggiano con la raffineria Eni di Taranto. L'oleodotto è dimensionato per una capacità di trasporto a regime di 150 mila barili/giorno ed è stato realizzato con elevati standard di sicurezza e di tutela ambientale, nonché con l'adozione di tecniche antisismiche. La produzione del giacimento della Val

Produzione di petrolio e condensati per area geografica nel 2001

migliaia di barili/giorno



Italia 3% Mare del Nord 24%
Africa Settentrionale 27% Resto del mondo 15%
Africa Occidentale 25%

(2) Gli accordi stipulati tra i partner regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di over/under lifting.

d'Agri a dicembre 2001 è stata di circa 45 mila barili/giorno e raggiungerà i 99 mila entro il 2003. Gran parte del petrolio sarà trattato nella raffineria Eni di Taranto; la parte restante sarà trattata da altre raffinerie italiane.

Sono stati avviati i campi a gas di Naomi/Pandora, Emilio, Camilla e Porto Corsini Mare Sud nell'offshore adriatico, con una produzione giornaliera di 1,3 milioni di metri cubi.

Sono state acquistate da una compagnia internazionale attività di esplorazione e produzione, situate prevalentemente nell'Italia Centro Meridionale, comprendenti quattro permessi di ricerca in terraferma e dieci concessioni di produzione a gas, di cui una offshore, dalle quali nel 2001 è stata ottenuta la produzione giornaliera in quota Eni di 102 mila metri cubi.

In data 6 marzo 2002, nell'ambito della strategia di razionalizzazione del portafoglio, è stato concluso l'accordo con la TotalFinaElf per la cessione della quota di partecipazione del 25% posseduta nella concessione Gorgoglione, in Basilicata, dove è ubicato il giacimento di Tempa Rossa. L'efficacia dell'accordo è subordinata all'ottenimento delle autorizzazioni da parte delle Autorità competenti.

Africa Settentrionale In Algeria è stata avviata la produzione di petrolio del campo HBN, dove l'Eni ha aumentato dal 25,5 al 34,63% la propria quota di partecipazione a seguito dell'acquisto della Lasmo, con un livello produttivo di 16 mila barili/giorno in quota Eni. Sono state effettuate due scoperte di idrocarburi con i pozzi EOR-1 nel permesso El Quar II (ex Lasmo, quota Eni 66,67%), che ha prodotto in fase di test fino a 870 mila metri cubi/giorno e 3 mila barili/giorno, e con il pozzo Rome 1 nel Blocco 403d (quota Eni 100%) che ha prodotto in fase di test oltre 5 mila boe/giorno.

In Egitto continua lo sviluppo dei numerosi campi a gas scoperti nelle concessioni di Port Fouad, Baltim, El Tamsah e Ras el Barr situate nell'offshore del Delta del Nilo a una profondità d'acqua che va da 20 a 80 metri. In particolare è stata avviata la produzione del campo a gas di Tamsah NW, situato nell'omonima concessione, con una produzione giornaliera in quota Eni a fine esercizio di oltre 10 mila boe di gas e 4 mila barili di condensati. Nel primo trimestre 2002 è previsto l'avvio del giacimento di Port Fouad SE.

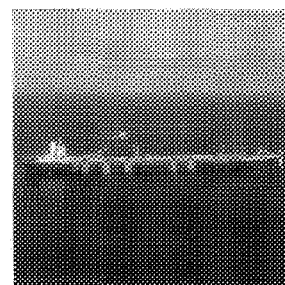
È stato concluso un accordo per la realizzazione di un impianto di produzione di NGL con un investimento complessivo di circa 320 milioni di dollari (quota Eni 33,33%). L'impianto, la cui costruzione inizierà nella prima parte del 2002, entrerà in esercizio nel 2004; le produzioni annuali sono previste in 330 mila tonnellate di LPG (butangas), 280 mila tonnellate di propano e un milione di tonnellate di condensati. Il propano sarà esportato; l'LPG e i condensati saranno venduti sul mercato locale.

In Libia, è stata completata con la perforazione di tre pozzi sottomarini la campagna di infilling nel campo a olio di Bouri che ha consentito di realizzare una produzione incrementale in quota Eni di circa 8 mila barili/giorno.

Nell'ambito del progetto di sviluppo del campo di Elephant nel permesso NC-174 (Eni operatore con una quota del 66,67%) è stato assegnato il contratto per la realizzazione delle Early Civil Facilities ed è in corso la valutazione delle offerte pervenute per l'assegnazione dei quattro contratti principali, di tipo EPC, per lo sviluppo del campo. L'entrata in produzione è prevista nella seconda metà del 2003.

Nell'ambito dello sviluppo congiunto del giacimento a gas, olio e condensati di Wafa e della struttura C del permesso NC-41, nel gennaio 2002 è stato assegnato al Consorzio JVC Technimont-Sofregaz il contratto di tipo EPC "Wafa Desert and Coastal Plants". Il contratto, del valore di 1,2 miliardi di euro, prevede la progettazione e la costruzione di impianti di trattamento degli idrocarburi nei pressi della città di Mellitah. Nei prossimi mesi saranno assegnati altri cinque contratti di EPC per il completamento del progetto. Nel luglio 2001 sono iniziate le attività di perforazione dei pozzi del campo di Wafa.

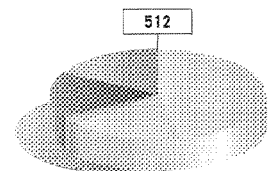
È stata completata con esiti positivi la prima fase esplorativa delle aree Epsa 93 Unit A (quota Eni 100%) e Unit B (quota Eni 50%).



Libia
Campo di Boura,
nave di stoccaggio Slou

Produzione di gas naturale
per area geografica nel 2001

milliardi di boe/giorno



Italia 47%
Mare del Nord 16%
Africa Settentrionale 17%
Resto del mondo 17%
Africa Occidentale 3%



Nigeria - Terminale di Bonny
Sono stati assegnati i contratti
per la realizzazione del 4° e 5° treno
di trattamento del gas naturale
con una capacità annua ciascuno
di 5,2 miliardi di metri cubi

In *Tunisia* è stato completato lo sviluppo del campo a gas di Oued Zar (quota Eni 50%) che ha consentito di raddoppiare la produzione giornaliera a 3 mila boe (1,5 mila in quota Eni). È stata effettuata una scoperta a olio con il pozzo HDA N-1 (quota Eni 50%) che ha prodotto in fase di test oltre 2 mila barili/giorno. Il pozzo, satellite del campo di Hammouda, è stato immediatamente allacciato all'impianto di produzione esistente.

Africa Occidentale In *Angola* nel Blocco 15 (quota Eni 20%), situato nell'offshore a circa 350 chilometri a Nord Ovest di Luanda, è stato avviato lo sviluppo del progetto "Kizomba A", il più importante dell'offshore dell'Africa Occidentale. Il progetto prevede la messa in produzione dei due giacimenti di Hongo e Chocalho con riserve recuperabili di circa un miliardo di barili di petrolio a una profondità d'acqua compresa tra 1.000 e 1.300 metri mediante la costruzione di una piattaforma e l'installazione di una nave FPSO (Floating Production Storage and Offloading) che sarà la più grande al mondo, con una capacità di stoccaggio fino a 2,2 milioni di barili. L'investimento complessivo è stimato in circa 3,2 miliardi di dollari; la produzione, il cui avvio è previsto nel terzo trimestre 2004, raggiungerà nel 2005 il picco di 250 mila barili/giorno.

Sempre nel Blocco 15 sono state effettuate due nuove scoperte di petrolio con i pozzi Mavacola 1 che, perforato a una profondità d'acqua di 1.160 metri, ha erogato in fase di test oltre 2 mila barili/giorno e con il pozzo Marimba 2 – appraisal del pozzo di scoperta Marimba 1 – che, perforato a una profondità d'acqua di 1.270 metri, ha confermato l'estensione del giacimento e ha rinvenuto olio in una nuova formazione più profonda. Il test eseguito in questa formazione ha prodotto oltre 3 mila barili/giorno.

Nel Blocco 14 (quota Eni 20%), situato nell'offshore a circa 400 chilometri a Nord Ovest di Luanda, è stata avviata la terza fase di sviluppo del giacimento a olio di Kuito situato a una profondità d'acqua di 350 metri. Al completamento dei pozzi previsto nel marzo 2002, la produzione complessiva di Kuito sarà di 95 mila barili/giorno (16 mila in quota Eni). Sempre nel Blocco 14, è stata effettuata una nuova scoperta di petrolio con il pozzo Tombua-1 che, perforato a una profondità d'acqua di 280 metri, ha erogato in prova circa 10 mila barili/giorno. Nel gennaio 2002 è stata completata con successo la perforazione del pozzo di delimitazione Landana 2 A che, perforato a una profondità d'acqua di 400 metri e fino a una profondità di 3.900 metri, ha incontrato uno strato di circa 120 metri di olio di buona qualità (36 gradi API) confermando l'estensione del giacimento di Landana.

È stata avviata la produzione di petrolio della piattaforma di Nemba Nord, situata nell'area B del Blocco 0 (quota Eni 9,8%) nell'offshore antistante la provincia di Cabinda. La nuova piattaforma ha consentito di aumentare la produzione giornaliera del Blocco 0 da 425 mila a 460 mila barili (45 mila in quota Eni).

In *Congo* è stata avviata, a poco più di tre anni dalla scoperta (marzo 1998), la produzione dei giacimenti Foukanda e Mwafi (quota Eni 65%) al largo delle coste congolese. I due giacimenti hanno riserve recuperabili di 70 milioni di barili di petrolio; lo sviluppo consentirà il raggiungimento del picco produttivo di 17 mila barili/giorno nel 2003.

Nel Blocco Marine X (quota Eni 72%) è stata effettuata una scoperta di petrolio con il pozzo Awa Marine-1 che, perforato in soli trenta giorni a una profondità di 2.730 metri utilizzando il mezzo della Saipem Scarabeo 3, ha incontrato uno strato mineralizzato di 170 metri di spessore e ha erogato durante il test di produzione circa 4 mila barili/giorno di petrolio di buona qualità (32 gradi API).

In *Nigeria*, nell'ambito del programma finalizzato alla riduzione a zero entro il 2004 del gas bruciato in atmosfera, è stato firmato con le competenti Autorità e con la compagnia di Stato NNPC l'accordo per la costruzione di una centrale elettrica della potenza di 450 megawatt che utilizzerà il gas associato del campo di Irri-Isoko (13 mila boe/giorno). L'impianto (quota Eni 20%) sarà ubicato nella zona di Kwale nel Delta del Niger e assicurerà la fornitura di elettricità alla zona meridionale del Paese, alimentando il nodo elettrico di Onitcha attraverso una nuova linea aerea da 330 mila volt compresa nel pro-

getto. La centrale sarà realizzata in 30 mesi, con un investimento complessivo di 312 milioni di dollari.

È stato firmato il PSA relativo all'esplorazione del Blocco offshore 244 dove l'Eni è operatore con una quota del 90%. Il Blocco, situato a circa 200 chilometri a Sud del terminale di Brass a una profondità d'acqua che va da 1.500 a 3.000 metri, possiede un interessante potenziale minerario. Il programma di lavoro prevede l'esecuzione di una campagna sismica e la perforazione di due pozzi esplorativi.

In dicembre, dopo soli undici mesi dalla firma del contratto con la compagnia di Stato NNPC per lo sviluppo dei due giacimenti a olio di Okono e di Okpoho nel permesso OML 119 (Eni operatore con una quota del 100%), è stata avviata la produzione di Okono. Lo sfruttamento del giacimento, situato a una profondità d'acqua di 65 metri, avviene attraverso una FPSO installata e gestita dalla Saipem e dalla Single Buoy Moorings. Il giacimento di Okpoho entrerà in produzione nel 2003. È previsto che la produzione dei due campi raggiunga i 16 mila barili/giorno in quota Eni nel 2005.

La Nigeria LNG (quota Eni 10,4%) ha commissionato alla coreana Hyundai Heavy Industries, che sta costruendo per conto della stessa Nigeria LNG tre navi metaniere con consegna prevista tra il prossimo giugno e l'inizio del 2003, la costruzione di altre quattro unità della capacità di 141 mila metri cubi ciascuna del valore complessivo di circa 650 milioni di dollari; la consegna è prevista tra fine 2004 e inizio 2006. La flotta della Nigeria LNG, attualmente composta da sette navi, è utilizzata per il trasporto del GNL prodotto dall'impianto di liquefazione di Bonny della capacità di 7,6 miliardi di metri cubi/anno. L'espansione della flotta è funzionale alla crescita della capacità di trattamento dall'impianto con il completamento del terzo treno (3,8 miliardi di metri cubi/anno) e con la costruzione del quarto e del quinto treno della capacità di 5,2 miliardi di metri cubi/anno ciascuno, per i quali nel marzo 2002 sono stati assegnati i contratti.

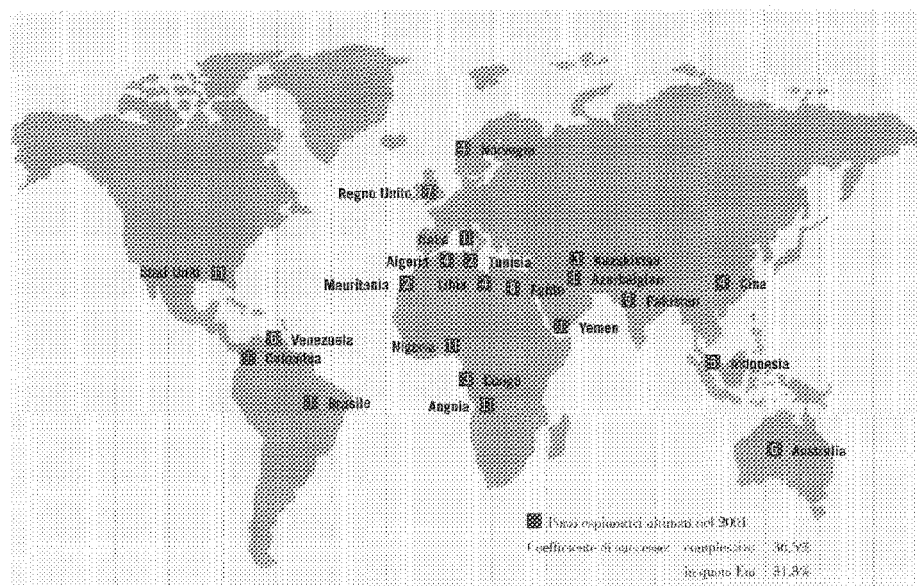
Nel febbraio 2002 nel permesso offshore OPL 219 (quota Eni 12,5%) è stata effettuata una scoperta di petrolio con il pozzo Bolia IX che, perforato a una profondità d'acqua di 1.100 metri e fino a una profondità totale di 3.730 metri, ha rilevato significativi quantitativi di petrolio e ha erogato durante il test di produzione 6 mila barili/giorno.

Nel permesso OML 118 (quota Eni 12,5%), la scoperta di Bonga SW 1 rappresenta un ritrovamento di dimensioni paragonabili al campo di Bonga, in via di sviluppo.



Congo

Oltre che del campo di Kitina, l'Eni è operatore dei due campi di Foukanda e Mwafi entrati in produzione nel 2001 e il cui picco produttivo di 17 mila barili/giorno in quota Eni sarà raggiunto nel 2003.



Attività esplorativa

Mare del Nord Nel Regno Unito l'Eni ha acquisito la società inglese Lasmo Plc mediante Offerta Pubblica di Acquisto in contanti. L'impegno finanziario complessivo, compreso l'esborso effettuato nel 2000 per l'acquisto del 28% del capitale sociale (1.225 milioni di euro), è stato di 5.353 milioni di euro (di cui circa 970 di indebitamento finanziario netto assunto).

Le attività della Lasmo sono localizzate principalmente nel Mare del Nord inglese, in Nord Africa, Indonesia, Venezuela e Pakistan. Con questa acquisizione l'Eni rafforza le proprie attività nelle aree chiave del Mare del Nord e del Nord Africa, assume una significativa posizione nel mercato asiatico e amplia la propria presenza in qualità di operatore in Venezuela. Nel 2001 la produzione giornaliera della Lasmo è stata di 201 mila boe/giorno ed è previsto che raggiunga i 260 mila entro il 2003; le riserve recuperabili acquisite sono di 2.080 milioni di boe. L'integrazione nell'Eni delle strutture operative della Lasmo è stata completata con il conseguimento su base annua di un beneficio stimato in circa 100 milioni di euro.

È stato acquistato il 30% del T-Block, operato dall'Eni, per il corrispettivo di 34 milioni di euro. A seguito dell'acquisto la quota di partecipazione dell'Eni passa dal 47,48 al 77,48%. La produzione giornaliera aggiuntiva è stata di circa 3 mila boe/giorno.

Nell'ambito della strategia di razionalizzazione del portafoglio è stato definito un accordo con la Dana Petroleum Ltd per la cessione, per il corrispettivo di circa 50 milioni di sterline, di alcuni asset localizzati nel Mare del Nord inglese e in particolare le quote del 12,4, 19,5 e 19% nei campi a olio rispettivamente di Banff, Hudson e Otter, le partecipazioni nel Brent Pipeline System e nel terminale Sullom Voe, nonché permessi esplorativi.

In Norvegia il Ministero del petrolio e dell'energia ha assegnato una nuova licenza di esplorazione nel Mare del Nord a un consorzio formato da tre compagnie petrolifere internazionali, tra cui l'Eni con una quota del 30%. La licenza riguarda il blocco 35/1 situato nel North Viking Graben (60 chilometri a Nord Est del campo di Snorre, al largo di Bergen). Nel prospect M della licenza PL134 (quota Eni 30%) è stata effettuata una nuova scoperta di idrocarburi con il pozzo Morvin che, perforato a una profondità d'acqua di 351 metri e fino a una profondità di 4.972 metri, ha erogato in fase di test circa 9 mila barili/giorno di petrolio e oltre 1.000 boe/giorno di gas.

È stata completata la perforazione del primo pozzo di appraisal del giacimento di Goliath (Eni operatore con una quota del 25%), nel Mare di Barents, a 85 chilometri a Nord di Hammerfest. Il pozzo ha rivelato la presenza di una colonna di oltre 70 metri mineralizzata a olio di buona qualità (33 gradi API) e ha erogato in fase di test oltre 4 mila barili/giorno. Sono in corso i test di valutazione.

Resto del mondo In Australia, nel Blocco offshore WA-279-P (quota Eni 30%) nel bacino di Bonaparte a circa 300 chilometri a Sud Ovest dalla città di Darwin, è stata effettuata una scoperta di gas naturale con il pozzo Blacktip-1 che ha evidenziato una colonna di idrocarburi dello spessore di circa 200 metri e ha erogato in fase di test 15 mila boe/giorno.

Nel gennaio 2002 è stato raggiunto tra le Autorità di Timor Est e le compagnie petrolifere del consorzio che opera il giacimento a gas di Bayu-Undan (quota Eni 6,7%) un accordo per la realizzazione di un gasdotto lungo 550 chilometri e del costo di 1,5 miliardi di dollari che collegherà il giacimento alla città australiana di Darwin. L'accordo prevede agevolazioni fiscali, nonché l'impegno da parte del consorzio a eseguire opere di natura sociale nel Paese.

In Azerbaijan nel gennaio 2002 è stato concluso con la società petrolifera di Stato Socar il Sale and Purchase Agreement per l'acquisto della quota del 5% nel progetto per la costruzione dell'oleodotto Baku-Tblisi-Ceyhan. La partecipazione dell'Eni riguarda al momento la sola fase dell'ingegneria di dettaglio. L'oleodotto, lungo 1.740 chilometri, consentirà di trasportare parte del petrolio prodotto nell'area del Mar Caspio verso il Mediterraneo collegando, attraverso la Georgia, Baku con il porto turco di Ceyhan, sulla costa mediterranea. La capacità di trasporto dell'oleodotto sarà di un milione di

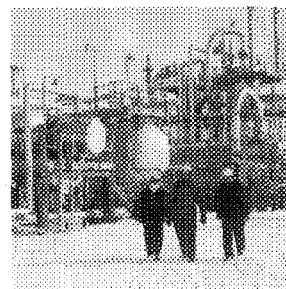
barili/giorno. Gli Stati attraversati dall'oleodotto (Azerbaijan, Georgia e Turchia) hanno stipulato un accordo intergovernativo che definisce il regime fiscale e i diritti di transito dei partecipanti al progetto.

In Cina, nel Blocco CACT 16/19 (quota Eni 16,3%), situato nell'area di Pearl River Mouth Basin nel Mar Cinese Meridionale, sono state effettuate due scoperte di petrolio con i pozzi HZ/19-2-1 e HZ 19-1-1 che, perforati a una profondità d'acqua di 102 metri e fino a una profondità di circa 4.000 metri, hanno incontrato diversi strati di roccia mineralizzata e hanno erogato in fase di test rispettivamente 5 e 3 mila barili/giorno di petrolio di buona qualità (46 gradi API). Gli impianti di produzione e di trasporto esistenti nelle vicinanze della scoperta consentiranno la messa in produzione del campo in tempi contenuti.

In Indonesia, nell'area oggetto del PSA di Rapak (quota Eni 20%) nell'offshore a Est di Kalimantan, è stata effettuata una scoperta di idrocarburi con tre pozzi perforati sulla struttura di Ranggag risultati mineralizzati. L'estensione della scoperta sarà valutata mediante la perforazione di pozzi di delimitazione.

In Iran è stato firmato insieme alla Naftiran Intertrade Company (NICO), società controllata dalla National Iranian Oil Company (NIOC), l'accordo con la NIOC per lo sviluppo del giacimento petrolifero onshore di Darquain, nell'importante regione petrolifera di Awhaz. L'accordo conclude il negoziato avviato a seguito della gara indetta dalla NIOC nel 1998 per lo sviluppo del giacimento e rafforza la posizione dell'Eni in un Paese con elevate potenzialità minerarie. Il giacimento sarà sviluppato in due fasi; la prima riguarda la perforazione di 8 pozzi produttori, la realizzazione di impianti di trattamento e di trasporto dell'olio e di reiniezione del gas associato in giacimento, con una produzione giornaliera di 50 mila barili. Nella seconda fase la produzione giornaliera aumenterà fino a 160 mila barili. La durata del progetto è di 65 mesi e i costi complessivi previsti ammontano a 550 milioni di dollari, di cui 180 relativi alla prima fase. L'Eni svolgerà il ruolo di operatore nello sviluppo con una quota del 60% e fornirà anche il know-how, le tecnologie e le risorse, nonché l'apporto necessario a sviluppare le capacità dell'industria iraniana a partecipare al progetto. Il contratto è del tipo buy-back e prevede che il rimborso dei costi sostenuti e la remunerazione del capitale investito, per un valore complessivo di circa un miliardo di dollari, siano assicurati dalla produzione del giacimento nell'arco di circa sei anni. L'avvio della produzione è atteso nel 2003. Sempre con la NIOC è stato concluso un altro contratto del tipo buy-back per lo sviluppo del campo a olio di Balal situato nell'offshore del Golfo Persico a una profondità d'acqua di 70 metri. L'Eni partecipa all'iniziativa con una quota del 38,25%. Lo sviluppo del campo è in corso; l'inizio della produzione è previsto a fine 2002 con un livello di 40 mila barili/giorno (9 mila in quota Eni).

In Kazakhstan l'Eni è stata nominata Operatore unico del PSA relativo al Progetto "North Caspian Sea", nell'offshore kazako. L'area contrattuale copre 11 blocchi, per una superficie complessiva di oltre 5.500 chilometri quadrati, a una profondità d'acqua che va da 2 a 10 metri. Il progetto, sia per il potenziale minerario delle strutture esistenti sia per le sfide di natura tecnologica e operativa legate alla bassa profondità d'acqua e alla presenza di ghiacci per circa sei mesi l'anno, rappresenta una iniziativa di grandissimo rilievo nell'industria petrolifera mondiale. L'Eni adotterà le più avanzate tecnologie e metodologie di lavoro per assicurare il massimo grado di tutela e di protezione dell'ambiente nell'area del Caspio Settentrionale. Sono stati perforati nell'area tre pozzi: i primi due, KE-1 e KW-1 a circa 40 chilometri di distanza l'uno dall'altro, hanno consentito di individuare un importante giacimento di idrocarburi nella struttura denominata Kashagan situata a circa 75 chilometri a Sud Est di Atyrau; il terzo pozzo KE-2, primo di appraisal, perforato a una profondità di oltre 4 mila metri ed in corso di completamento ha erogato in prova 7 mila barili/giorno di petrolio confermando la rilevanza della scoperta. Un secondo pozzo di appraisal (KE-3) è attualmente in perforazione ed è in corso la mobilitazione di un secondo impianto che inizierà a perforare il terzo pozzo di appraisal (KE-5) nel secondo trimestre 2002. Nel settembre 2001 i partner del progetto hanno firmato il Sale and Purchase Agreement con BpAmocoArco e Statoil per rilevare, in proporzione alle rispet-



Kazakistan
Karachaganak, Unit 3

tive quote di interesse, le partecipazioni delle due Compagnie che così escono dall'iniziativa. Al perfezionamento dell'accordo, che come previsto dal PSA dovrà ottenere le autorizzazioni da parte delle competenti Autorità kazake, la quota di partecipazione dell'Eni passerà dal 14,28 al 16,67%.

Nel campo di Karachaganak (quota Eni 32,5%), nel Kazakistan Nord Occidentale, sono stati completati 75 pozzi dall'inizio del progetto alla fine del 2001. Nel 2001 si è concluso il revamping dell'unità 3, permettendo di raggiungere il picco di produzione di 115.000 barili di condensati al giorno. Alla fine del 2001 è stato firmato con Gazprom e Kaztransgas un contratto per la vendita in Russia di un volume massimo di 7 miliardi di metri cubi/anno. Il contratto costituisce la premessa per un incremento delle vendite del gas verso la Russia negli anni futuri. Alla fine del 2002 sarà completata anche l'unità 2, progettata per reiniettare 6,6 miliardi di metri cubi/anno di gas acido. A metà del 2003 con il completamento del primo treno del Karachaganak Processing Center sarà possibile esportare la produzione attraverso il Caspian Pipeline Consortium (CPC), nel quale l'Eni detiene diritti di trasporto fino a 2,75 milioni di tonnellate/anno di petrolio, al porto di Novorossijsk sul Mar Nero.

In Russia è stato definito con la compagnia Astrakhannafteprom (società controllata pariteticamente dall'Amministrazione della regione di Astrakhan e da Stroytransgaz) un accordo per l'acquisto del 50% della licenza Severo Astrakhansky con il ruolo di operatore. La licenza riguarda un'area a elevato potenziale minerario della superficie di 1.800 chilometri quadrati situata alla foce del fiume Volga, ai margini di un grande bacino sedimentario del Precaspio dove sono avvenute importanti scoperte di campi petroliferi. L'attività esplorativa condotta recentemente nell'area ha accertato la presenza di idrocarburi. L'Eni proseguirà nella conduzione dell'attività esplorativa per verificare il potenziale minerario dell'area. Il campo è situato nelle immediate vicinanze dell'oleodotto CPC.

Negli Stati Uniti nel Golfo del Messico, è stato completato il primo pozzo di delimitazione sulla struttura di Champlain nel Blocco Atwater Valley 63, a 260 chilometri a Sud di New Orleans. Il pozzo Champlain 1-ST/3, perforato a una profondità d'acqua di 1.350 metri e fino a una profondità di 7.732 metri, ha rinvenuto sabbie mineralizzate a olio dello spessore di oltre 120 metri. Questo risultato incrementa l'estensione della scoperta e ne conferma l'elevato potenziale. Il completamento dei pozzi di appraisal previsti consentirà di definire le dimensioni finali del campo e il relativo piano di sviluppo. L'Eni ha aumentato dal 25 al 50% la quota di interesse nel progetto a fronte dell'assunzione dell'intero costo esplorativo di 22 milioni di dollari. Nel Blocco Green Canyon 516 (quota Eni 50%), 240 chilometri a Sud Ovest di New Orleans, nel marzo 2002 è stata avviata la produzione dei campi a gas King Kong e Yosemite, dopo solo tredici mesi dalla decisione di sviluppo e otto dalla scoperta di Yosemite, con un livello iniziale di 20 mila boe/giorno, con l'obiettivo di raggiungere il picco di 25 mila entro l'anno. Lo sviluppo dei due campi, operati dall'Eni, è avvenuto mediante la perforazione a una profondità d'acqua di 1.170 metri di tre pozzi sottomarini collegati alla piattaforma di Allegheny (quota Eni 100%) distante 25 chilometri. Le riserve recuperabili dei due campi sono di 15,9 milioni di boe; gli investimenti in quota Eni ammontano a 83 milioni di euro. Nel Blocco Alaminos Canyon 903 (quota Eni 8,5%) nell'ultra-deep water è stata effettuata una scoperta di idrocarburi con il pozzo esplorativo Trident che, perforato alla profondità record di 2.953 metri d'acqua, ha incontrato uno strato mineralizzato a olio di 90 metri di spessore. Il pozzo di appraisal AC903-2 perforato successivamente ha confermato l'elevato potenziale minerario di questa nuova area.

G A S N A T U R A L E

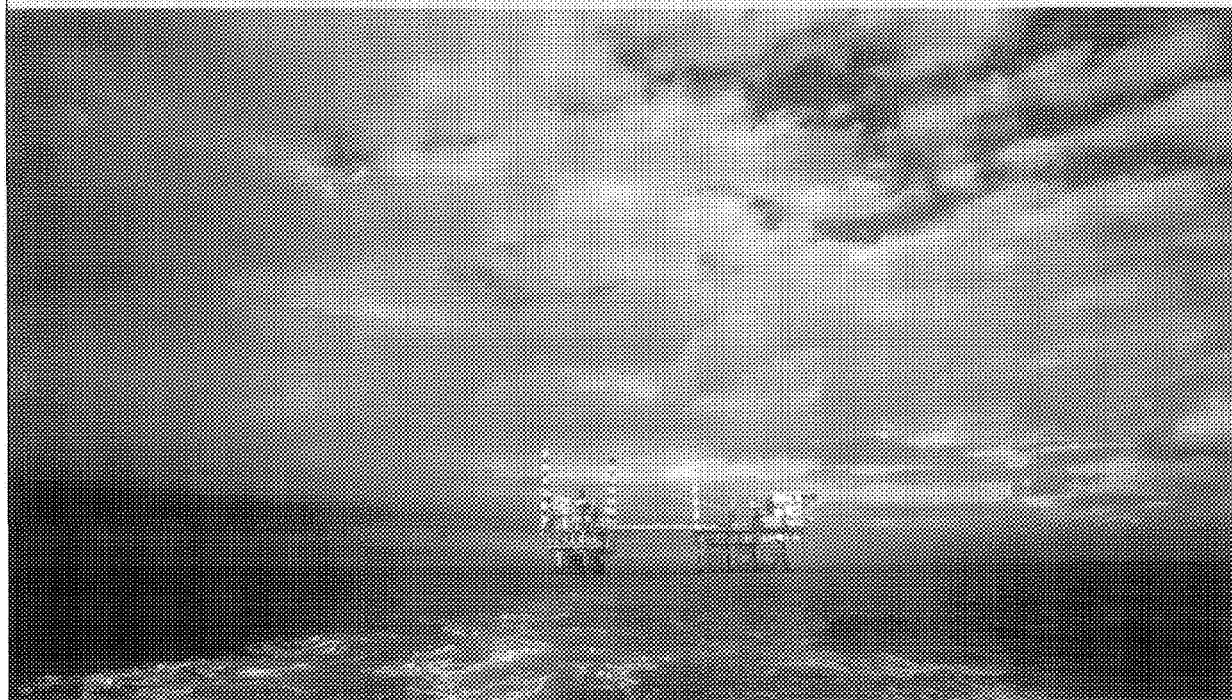
■ Il collocamento in borsa di Snam Rete Gas che gestisce la rete di trasporto in Italia ha avuto pieno successo. Il collocamento ha riguardato il 40,24% del capitale della società con un incasso di 2,2 miliardi di euro

■ Dal 1999 sono stati conclusi sette accordi di fornitura pluriennale di gas naturale con importatori in Italia in base ai quali l'Eni venderà a regime 15 miliardi di metri cubi di gas/anno contribuendo in misura rilevante all'apertura del mercato italiano del gas

■ Nell'ambito della strategia di espansione internazionale delle attività gas è stato raggiunto con la società tedesca EnBW un joint venture agreement per partecipare alla gara per rilevare il controllo di GVS, importante operatore regionale del mercato tedesco del gas

■ Con il completamento entro il primo semestre 2002 dei lavori di posa delle due condotte del gasdotto Blue Stream (la prima è stata ultimata nel febbraio), è atteso a fine anno l'avvio del trasporto e della commercializzazione dei volumi di gas di provenienza russa destinati al mercato della Turchia

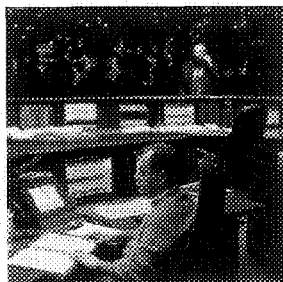
■ Le azioni di razionalizzazione hanno consentito di ridurre i costi di 56 milioni di euro



	1999	2000	2001
Ricavi	3.000	13.935	15.495
Utile operativo	2.580	3.150	3.806
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	306	780	802
Investimenti in partecipazioni	17	1.190	113
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	16.475	15.661	13.850

Nella pagina precedente
Italia

Mare Adriatico, piattaforma
di produzione gas "Barbara C"



Italia
San Donato Milanese,
sala controllo dispacciamento

INCORPORAZIONE NELL'ENI SpA DELLA SNAM SpA E DELLA SOMICEM SpA

In esecuzione alla deliberazione approvata dall'Assemblea degli azionisti del 2 giugno 2001, in data 30 gennaio 2002 sono stati stipulati gli atti di fusione nell'Eni SpA della Snam SpA e della Somicem SpA. Al 1° febbraio 2002, data di efficacia della fusione, è diventata operativa la Divisione G & P (Gas and Power) alla quale è affidata la gestione delle attività del gas e dell'energia elettrica in Italia e all'estero.

APPROVVIGIONAMENTO

Pur in presenza di un contenuto aumento delle vendite di gas naturale, gli approvvigionamenti della distribuzione primaria (62,42 miliardi di metri cubi) sono diminuiti nel 2001 di 1,91 miliardi di metri cubi, pari al 3%, a seguito del venir meno dell'esigenza di ricostituire il livello tecnico del sistema di stoccaggio che nel 2000 rese necessario l'acquisto di 2,43 miliardi di metri cubi. I minori acquisti hanno riguardato essenzialmente le importazioni dall'Algeria (3,39 miliardi di metri cubi) e dalla Russia (1,51 miliardi di metri cubi), mentre sono aumentati gli approvvigionamenti di gas di produzione nazionale (0,98 miliardi di metri cubi) e di gas dai Paesi Bassi (0,91 miliardi di metri cubi); è stata avviata l'importazione di gas dalla Norvegia. Il gas naturale importato rappresenta il 76,6% del totale degli approvvigionamenti (78,8% nel 2000). I contratti di importazione di gas naturale, che generalmente hanno una durata iniziale compresa tra 20 e 25 anni e includono tutti clausole di "take or pay", assicureranno complessivamente dal 2008 circa 66 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (Russia 28,5, Algeria 21,5, Paesi Bassi 10 e Norvegia 6).

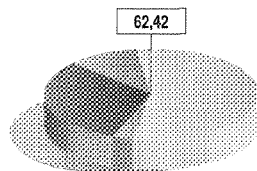
VENDITE

Le vendite di gas naturale della distribuzione primaria (61,96 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,71 miliardi di metri cubi, pari all'1,2%, a seguito essenzialmente dell'incremento delle vendite in Europa per l'Italia (1,73 miliardi di metri cubi) – dovuto alla progressiva entrata a regime del contratto di fornitura alla Promgas SpA e all'avvio delle forniture alla Plurigas SpA, alla Sondel SpA, alla Dalmine Energia SpA e alla Energia SpA (1,2 miliardi di metri cubi) – che è stato in parte assorbito dalla flessione delle vendite in Italia (1,03 miliardi di metri cubi).

Le vendite di gas naturale in Italia (58,89 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 1,03 miliardi di metri cubi, pari al 1,7%, a seguito principalmente delle minori vendite al settore industriale (1,54 miliardi di metri cubi), anche in relazione all'incremento delle vendite in Europa per l'Italia e dei minori ritiri effettuati dall'Enel (0,85 miliardi di metri cubi). Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dalle maggiori vendite ai produttori industriali di energia elettrica (0,74 miliardi di metri cubi) e al settore civile (0,57 miliardi di metri cubi).

Approvvigionamento di gas naturale della distribuzione primaria in Italia per area geografica

miliardi di metri cubi



Italia 23%
Algeria 30%
Algeria (GNL) 3%
Russia 31%
Paesi Bassi 11%
Norvegia 2%

Approvvigionamento di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

	1999	2000	2001
Italia	16,16	13,64	14,62
Algeria	20,40	21,56	18,38
Algeria (GNL)	2,06	2,01	1,79
Russia	19,09	21,03	19,52
Paesi Bassi	2,87	6,09	7,00
Norvegia			1,10
Totale acquisti	60,58	64,33	62,42
Prelievi (immissioni) da stoccaggio		(2,43)	0,13
Disponibilità per la distribuzione primaria	60,58	61,90	62,55
Disponibilità per la distribuzione secondaria all'estero	2,81	3,68	4,10
	63,39	65,58	66,65

Complessivamente le vendite dirette dell'Eni ai clienti finali (comprese quelle del settore Esplorazione e Produzione) sono state di circa 36,8 miliardi di metri cubi, pari a circa il 50,5% dei consumi finali (al netto degli autoconsumi).

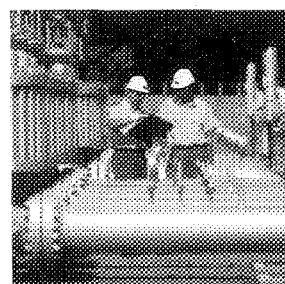
Sono stati firmati tre contratti decennali per la fornitura in Europa di gas naturale a operatori attivi sul mercato italiano per un volume, a regime, di 5 miliardi di metri cubi/anno; in particolare: (i) 3 miliardi provenienti dai Paesi Bassi saranno forniti alla Plurigas SpA; (ii) 1,4 miliardi provenienti dalla Norvegia saranno forniti alla Sondel SpA; (iii) 0,6 miliardi provenienti dalla Norvegia saranno forniti alla Dalmine Energia SpA.

Complessivamente al 31 dicembre 2001 sono stati stipulati sette contratti di fornitura pluriennale di gas naturale a importatori nazionali in base ai quali l'Eni venderà a regime 15 miliardi di metri cubi/anno, compresi 8 miliardi di metri cubi assicurati dalle produzioni di gas dei giacimenti libici di Wafa e della Struttura C del permesso NC-41. Fino al momento dell'entrata a regime delle produzioni libiche, l'Eni farà fronte ai propri impegni contrattuali con gas di altra provenienza facendo leva sul proprio ampio e diversificato portafoglio di contratti di approvvigionamento.

È stato firmato con la Nigeria LNG Ltd, società partecipata dalla Nigeria National Petroleum Corporation, dalla Shell, dalla TotalFinaElf e dall'Eni, un accordo preliminare per la fornitura di 1,5 miliardi di metri cubi/anno di GNL destinato al mercato iberico. La fornitura, di durata ventennale, avrà inizio nel 2005.

Le vendite di gas naturale della distribuzione secondaria in Italia (8,13 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,21 miliardi di metri cubi, pari al 2,7 %, a seguito essenzialmente dell'effetto climatico del quarto trimestre e dell'aumento di 107 mila unità del numero dei clienti serviti (5,56 milioni al 31 dicembre 2001). Il numero dei comuni serviti al 31 dicembre 2001 era di 1.186 unità (1.163 unità al 31 dicembre 2000). Nell'esercizio sono stati venduti 6,6 miliardi di metri cubi di gas naturale per usi civili, con un aumento del 3%, equivalenti in termini di volume a oltre il 25% del mercato della distribuzione secondaria ai consumatori finali in Italia (27% nel 2000), e 1,5 miliardi di metri cubi a clienti industriali non direttamente forniti dalla distribuzione primaria dell'Eni, confermando i livelli dell'esercizio precedente.

Nell'ambito della strategia di alleanze con i comuni e con le società che gestiscono multiservizi per conto delle Amministrazioni locali, è stata costituita la società AES Torino, partecipata dall'Italgas e dall'AEM Torino con quote rispettivamente del 49 e del 51%, che distribuisce gas e calore da teleriscaldamento nell'area del capoluogo piemontese. La società, operativa da settembre, svilupperà la rete di distribuzione del gas lunga circa 5.500 chilometri e la rete di teleriscaldamento lunga 220 chilometri; in particolare è previsto che la rete di teleriscaldamento raggiunga i 350 chilometri nell'arco di cinque anni.



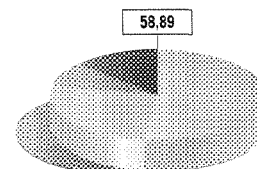
Centrale di compressione di Terranova
Le centrali di compressione unitamente alla rete di gasdotti dell'Eni in Italia sono state conferite alla società Snam Rete Gas della quale è stato collocato sul mercato il 40,24% del capitale azionario a fine 2001

Vendite di gas naturale

	1999	2000	2001
	(miliardi di metri cubi)		
Grossisti	30,85	30,26	30,83
Clienti finali:	29,34	29,66	28,06
- industriali	16,33	16,79	15,25
- produttori industriali di energia elettrica	4,91	4,65	5,33
- società distributrici di energia elettrica	8,10	8,22	7,42
Italia	60,19	59,92	58,89
In Europa per l'Italia		1,28	3,61
Sul mercato europeo	0,05	0,05	0,06
Estero	0,05	1,33	3,67
Vendita distribuzione primaria	60,24	61,25	61,96
Vendita distribuzione secondaria all'estero	2,67	3,48	3,91
	62,91	64,73	65,87

Vendite di gas naturale della distribuzione primaria in Italia per settore di destinazione

miliardi di metri cubi



Grossisti 52% Produttori di energia elettrica 9%
Industriali 26% Società distributrici di energia elettrica 13%



Italia - Terranuova Bracciolini
Il ripristino del terreno dopo la posa di un gasdotto è tra gli esempi più significativi dell'impegno dell'Eni nel campo ambientale

Con deliberazione del 28 dicembre 2000, n. 237 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha definito il nuovo regime tariffario per le attività di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato. Le tariffe dovranno essere determinate in modo che i ricavi annui complessivi derivanti dall'attività di distribuzione e di fornitura di gas ai clienti del mercato vincolato non superino il valore del vincolo sui ricavi di distribuzione e del vincolo sui ricavi di vendita stabiliti in modo da consentire la copertura dei costi di gestione e la remunerazione del capitale. I valori sono aggiornati con il metodo del price-cap in base a formule e parametri stabiliti dall'Autorità. Il 13 giugno 2001 il Tribunale Amministrativo della Lombardia ha accolto il ricorso con cui l'Associazione di categoria delle aziende di distribuzione di gas naturale ai clienti del mercato vincolato contestava la congruità dei parametri utilizzati dall'Autorità nel determinare il costo del capitale investito ai fini della quantificazione del vincolo sui ricavi delle aziende interessate. In considerazione della circostanza che l'Autorità ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR della Lombardia, l'Eni ha utilizzato nella determinazione dei ricavi di vendita criteri coerenti con quelli definiti dall'Autorità.

Le vendite della distribuzione secondaria all'estero (3,91 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,43 miliardi di metri cubi, pari al 12,4%; essenzialmente in Ungheria.

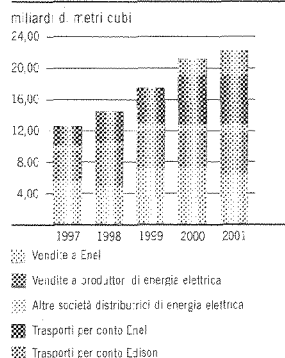
TRASPORTO

I volumi di gas naturale trasportati sulla rete di gasdotti dell'Eni in Italia sono stati di 69,58 miliardi di metri cubi (73,18 nel 2000); i volumi trasportati per conto dell'attività di distribuzione primaria dell'Eni (58,17 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 5,56 miliardi di metri cubi a seguito, oltre che delle minori vendite, della circostanza che nel 2000 furono immessi a stoccaggio 2,43 miliardi di metri cubi per assicurare il livello tecnico del sistema a fronte di prelievi nel 2001¹. In Italia i volumi trasportati per conto terzi (11,41 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 1,96 miliardi di metri cubi, pari al 20,7%, in linea con la crescita delle vendite in Europa per l'Italia. I volumi trasportati all'estero per consegna sui mercati locali (5,35 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 0,10 miliardi di metri cubi, pari all'1,9%, in particolare per i maggiori trasporti in territorio austriaco. Complessivamente le immissioni dell'Eni nella rete nazionale di gasdotti al netto degli autoconsumi hanno rappresentato circa l'83,4% del totale.

Con deliberazione del 30 maggio 2001, n. 120, in attuazione dell'art. 23 del D.Lgs. n. 164/2000 di apertura del mercato italiano del gas, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha definito il regime tariffario per le attività di trasporto del gas naturale sulla rete nazionale e sulle reti regionali di gasdotti per i periodi di regolazione (il primo periodo, della durata di quattro anni termici, è iniziato il 1° ottobre 2001 e si concluderà il 30 settembre 2005 e si applica retroattivamente al periodo compreso tra il 1° giugno 2000 e il 30 settembre 2001). I ricavi dell'attività di trasporto sono determinati sulla base dei seguenti elementi:

(1) I prelievi da stoccaggio non rientrano nei volumi trasportati.

Volumi di gas naturale venduti e trasporti per conto terzi in Italia destinati al settore termoelettrico



Volumi di gas naturale trasportati

	(miliardi di metri cubi)		
	1999	2000	2001
Italia (1)	66,35	73,18	69,58
Per conto dell'attività di distribuzione primaria dell'Eni	58,67	63,73	58,17
Per conto terzi	6,68	9,45	11,41
Eni	4,48	6,27	6,28
Terzi produttori/importatori	1,79	2,66	4,47
Transiti destinati all'estero	0,41	0,52	0,66
Estero	4,39	5,25	5,35

(1) Comprendono le quantità destinate agli stoccaggi nazionali.

- il valore del capitale investito (Regulatory Asset Base - RAB) che l'Autorità riconosce alle società di trasporto e rigassificazione, determinato in base ai criteri fissati dalla delibera;
- il tasso di rendimento sul RAB, fissato nel 7,94% (9,15 per l'attività di rigassificazione);
- gli ammortamenti determinati sulla base della vita utile tecnica delle diverse categorie di beni stabilita dall'Autorità;
- i costi operativi riconosciuti dall'Autorità;
- l'aggiornamento annuale dei ricavi attraverso una formula detta di "Revenue Cap";
- l'aggiornamento dei ricavi per unità di volume trasportato mediante la formula "Price Cap";
- un ricavo aggiuntivo in funzione dei nuovi investimenti destinati al potenziamento della rete e dei terminali di gas naturale liquefatto. Alla fine del primo periodo di regolazione, l'incremento patrimoniale derivante dai nuovi investimenti effettuati durante il primo periodo sarà considerato parte del nuovo RAB.

Il 1° luglio le attività di trasporto e dispacciamento del gas e quella di rigassificazione del GNL della Snam SpA sono state conferite alla Snam Rete Gas SpA.

COLLOCAMENTO AZIONI SNAM RETE GAS

Nel periodo 26 novembre 2001-30 novembre 2001 ha avuto luogo l'Offerta Pubblica di Vendita e Sottoscrizione (OPVS) di azioni Snam Rete Gas SpA, contestualmente al Collocamento Istituzionale riservato agli investitori professionali e agli investitori istituzionali esteri inclusi quelli degli Stati Uniti d'America ai sensi della Rule 144A dello United States Securities Act of 1933.

L'Offerta Globale è stata di 684 milioni di azioni, pari a circa il 35% del capitale sociale, di cui 171 milioni riservate all'OPVS. Il prezzo di collocamento è stato fissato in 2,8 euro per azione del valore nominale di 1 euro, con un premio del 3% sul Regulatory Asset Base (RAB) definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e del 12% sul patrimonio netto della Società (capitale sociale più riserva da sovrapprezzo azioni).

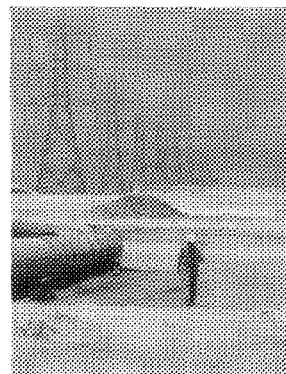
Nell'ambito dell'OPVS, sono state ricevute adesioni per circa 429 milioni di azioni da parte di circa 340 mila richiedenti; nell'ambito del Collocamento Istituzionale sono state ricevute adesioni per circa 3.507 milioni di azioni da parte di circa 900 investitori. Complessivamente le richieste di azioni (circa 3,9 miliardi) sono state pari a oltre 5,8 volte l'Offerta Globale. Sono state assegnate ai richiedenti 171 milioni di azioni nell'ambito dell'OPVS e 513 milioni di azioni nell'ambito del Collocamento Istituzionale.

L'avvio delle negoziazioni delle azioni Snam Rete Gas sul Mercato Telematico Azionario ha avuto luogo il 6 dicembre 2001.

In data 10 dicembre 2001 i Joint Lead Manager del Collocamento Istituzionale hanno esercitato l'opzione di green shoe per 102,6 milioni di azioni (15% dell'Offerta Globale) al medesimo prezzo di 2,8 euro; con l'esercizio dell'opzione, la quota collocata è pari al 40,24% del capitale sociale di Snam Rete Gas.

L'incasso complessivo derivante dal collocamento di 786,6 milioni di azioni è stato di 2.202 milioni di euro, di cui 1.260 milioni di euro derivanti dalla sottoscrizione di 450 milioni di azioni rivenienti dall'aumento del capitale sociale di Snam Rete Gas e 942 milioni di euro derivanti dalla vendita di 336,6 milioni di azioni da parte di Snam SpA.

Quale incentivo all'adesione all'offerta, l'OPVS prevede che agli assegnatari di azioni Snam Rete Gas che ne abbiano conservato la titolarità ininterrottamente per 18 mesi dal 6 dicembre 2001 (data di pagamento delle azioni) spetterà il diritto all'attribuzione gratuita di 10 azioni ordinarie Snam Rete Gas, godimento 1° gennaio 2003, ogni 100 azioni assegnate, fino a un massimo di 300 azioni gratuite (200 per i dipendenti di Snam Rete Gas e controllate).



Egitto
Intersinai