

La strategia di riposizionamento nel downstream petrolifero: il riassetto di Priolo, acquisti/cessioni di stazioni di servizio

L'acquisizione di Bouygues Offshore

Principali dati economici e finanziari

(milioni di €)

	1998	1999	2000	2001 ⁽¹⁾	2002
Ricavi	28.341	31.008	47.938	49.272	47.922
Utile operativo	3.810	5.480	10.772	10.313	8.502
Utile netto	2.328	2.857	5.771	7.751	4.593
Utile netto prima delle componenti non ricorrenti ⁽²⁾	2.870	3.047	5.804	5.757	5.122
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	6.864	8.248	10.583	8.084	10.578
Investimenti tecnici	5.152	5.483	5.431	6.606	8.048
Investimenti in partecipazioni	413	114	4.384	4.664	1.366
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti	17.390	19.749	24.073	29.189	28.351
Indebitamento finanziario netto	7.070	6.267	7.742	10.104	11.141
Capitale investito netto	24.460	26.016	31.815	39.293	39.492
Utile netto per azione (euro per azione)	0,58	0,71	1,44	1,98	1,20
Dividendo (euro per azione)	0,310	0,362	0,424	0,750	0,750
Dividendi pagati ⁽³⁾	1.239	1.446	1.664	2.876	2.830
Pay-out (%)	53,2	50,6	28,8	37,0	62,0
Return On Average Capital Employed (ROACE) (%)	10,7	12,5	21,5	23,9	13,7
Leverage	0,41	0,32	0,32	0,35	0,39

(1) Con effetto dal 1° gennaio 2002, la Polimeri Europa Srl, in precedenza valutata con il criterio del patrimonio netto perché ne era prevista la vendita, è entrata nell'area di consolidamento. Ai fini di un confronto omogeneo, il conto economico e il rendiconto finanziario riclassificati dell'esercizio 2001, nonché lo stato patrimoniale riclassificato al 31 dicembre 2001, assumono il consolidamento integrale della Polimeri Europa Srl dal 1° gennaio 2001.

(2) Il dato del 2002 è stato rettificato anche dell'utile di 199 milioni di euro conseguito da Snam Rete Gas nel primo semestre 2002 di competenza di terzi azionisti (la società ha iniziato la propria attività il 1° luglio 2001).

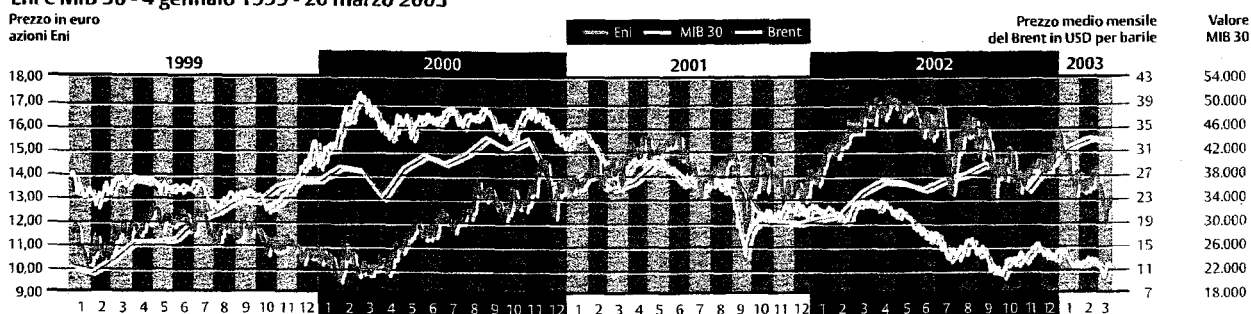
(3) Per esercizio di competenza; l'importo 2002 è stimato.

Informazioni previsionali

Il bilancio contiene alcune dichiarazioni di carattere previsionale riguardanti obiettivi e sviluppi futuri dei settori di attività in cui l'Eni opera. Non è possibile garantire che queste dichiarazioni siano rispettate o confermate; i risultati delle operazioni e gli sviluppi effettivi potrebbero risultare significativamente diversi rispetto a quelli enunciati in dette dichiarazioni previsionali a causa di rischi noti e ignoti e di incertezze.

Eni e MIB 30 - 4 gennaio 1999 - 20 marzo 2003

Prezzo in euro
azioni Eni



È proseguito il processo di riposizionamento delle attività nel downstream petrolifero: nell'esercizio è stato attuato il riassetto del polo di raffinazione di Priolo, che comporta a regime (nel 2006) la riduzione di 7,5 milioni di tonnellate delle lavorazioni dell'Eni, e sono stati definiti accordi, in fase di perfezionamento, per l'acquisto di 313 stazioni di servizio in aree selezionate dell'Europa (Spagna, Germania, Francia), dove l'Eni intende sviluppare la propria presenza facendo leva sulle sinergie operative e sulla notorietà del marchio, e per la cessione di 330 stazioni di servizio della rete italiana (oltre alle 246 unità cedute nell'esercizio)

Con l'acquisizione della Bouygues Offshore la Saipem è divenuta un leader mondiale nel campo dei servizi per l'industria petrolifera: le capacità distintive della Saipem nella fase realizzativa e nella disponibilità di mezzi navali tecnologicamente avanzati, unite alle competenze progettuali di eccellenza vantate dalla Bouygues Offshore, consentono di rafforzare in misura rilevante il posizionamento competitivo nel segmento dei grandi progetti EPIC per lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi nell'offshore

Principali dati operativi

		1998	1999	2000	2001	2002
Exploration & Production						
Riserve certe di idrocarburi a fine periodo	(milioni di boe)	5.255	5.534	6.008	6.929	7.030
Vita utile residua delle riserve	(anni)	13,4	14,0	14,0	13,7	13,2
Produzione giornaliera di idrocarburi	(migliaia di boe)	1.038	1.064	1.187	1.369	1.472
Gas & Power						
Vendite di gas naturale distribuzione primaria in Italia	(miliardi di metri cubi)	55,64	60,19	59,92	58,89	52,56
Vendite di gas naturale distribuzione primaria in Europa	(miliardi di metri cubi)	0,05	0,05	1,33	3,07	8,20
Vendite di gas naturale distribuzione secondaria estero	(miliardi di metri cubi)	2,73	2,67	3,48	3,91	3,79
Trasporto di gas naturale per conto terzi in Italia	(miliardi di metri cubi)	6,07	6,90	9,45	11,41	19,11
Produzione venduta di energia elettrica	(gigawattora)			4.766	4.987	5.004
Refining & Marketing						
Produzione in c/proprio di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	40,10	38,31	38,89	37,78	35,55
Capacità standard delle raffinerie di proprietà a fine periodo	(migliaia di barili/giorno)	664	664	664	664	504
Utilizzo della capacità standard delle raffinerie di proprietà	(%)	103	96	99	97	99
Vendite di prodotti petroliferi	(milioni di tonnellate)	54,19	51,82	53,46	53,24	52,02
Stazioni di servizio a fine periodo (Italia + estero)	(numero)	12.984	12.489	12.085	11.707	10.762
Erogato medio per stazione di servizio	(migliaia di litri/anno)	1.512	1.543	1.555	1.621	1.674
Petrochimica						
Produzioni ⁽¹⁾	(migliaia di tonnellate)	8.294	8.298	8.532	9.609	9.575
Vendite ⁽¹⁾	(migliaia di tonnellate)	5.537	5.622	5.616	6.113	6.307
Ingegneria e Servizi						
Ordini acquisiti	(milioni di euro)	3.248	2.600	4.726	3.716	7.852
Portafoglio ordini a fine periodo	(milioni di euro)	4.934	4.439	6.638	6.937	10.065
Dipendenti a fine periodo	(numero)	78.906	72.023	69.969	72.405	80.655

(1) I dati del 2001 assumono il consolidamento integrale della Polimeri Europa Srl dal 1° gennaio 2001.

Principali indicatori di mercato

	1998	1999	2000	2001	2002
Prezzo medio greggio Brent dated ⁽¹⁾	12,74	17,87	28,39	24,46	24,98
Margini europei medi di raffinazione ⁽²⁾	1,99	1,21	3,99	1,97	0,80
Cambio medio euro/USD ⁽³⁾	1,115	1,067	0,924	0,896	0,946
EURIBOR - euro a tre mesi ⁽⁴⁾	(%) 5,0	3,0	4,4	4,3	3,3

(1) In USD per barile. Fonte: Platt's Oilgram.

(2) In USD per barile FOB Mediterraneo greggio Brent. Elaborazione Eni su dati Platt's Oilgram.

(3) Il valore del 1998 è stato calcolato utilizzando il tasso di cambio medio USD/lire del periodo convertito al tasso irrevocabile di conversione 1 €=1.936,27 lire.

(4) Il valore del 1998 si riferisce al Ribor-lira a tre mesi.

lettera agli azionisti

Signori Azionisti, nel 2002 l'Eni ha confermato la capacità di conseguire positivi risultati in un contesto di forte rallentamento dell'economia mondiale caratterizzato da un quadro internazionale di profonda incertezza dopo i tragici fatti dell'11 settembre 2001. Inoltre, i prodromi della crisi irachena e le ripercussioni da questa propagate sui mercati internazionali hanno smorzato sul nascere gli accenni di ripresa che si manifestavano nella seconda metà dell'anno. L'utile netto conseguito dall'Eni ammonta a 4,6 miliardi di euro (-11% rispetto al 2001 in termini omogenei).

La redditività del capitale investito (ROACE) si è attestata al 13,7%; il rapporto tra indebitamento e capitale proprio ha registrato un aumento contenuto (0,39 rispetto a 0,35 del 2001) in presenza di rilevanti investimenti in immobilizzazioni tecniche e in partecipazioni (9,4 miliardi di euro).

La produzione giornaliera di idrocarburi ha raggiunto il livello record di 1.472 mila barili di petrolio equivalente; la crescita in Europa delle vendite di gas naturale ha segnato importanti risultati con un aumento dei volumi di 5,1 miliardi di metri cubi; nell'attività raffinazione è stato ulteriormente migliorato il posizionamento competitivo attraverso la riduzione di 2,3 milioni di tonnellate delle lavorazioni sulle raffinerie a bassa complessità e distanti dai mercati di consumo; nell'attività di distribuzione dei prodotti petroliferi è proseguito il processo di riqualificazione della rete in Italia, che ha aumentato l'erogato medio per stazione di servizio del 4%.

La positività di questi risultati è fornita dalla loro lettura nel quadro dello scenario di prezzi e dei comportamenti della concorrenza che hanno caratterizzato il 2002.

Relativamente al primo aspetto, l'anno è stato segnato da una serie di fattori negativi esogeni, quali la riduzione del margine di raffinazione (-59,4% sul greggio Brent), l'apprezzamento del 5,6% dell'euro sul dollaro e la flessione dei prezzi del gas naturale, a fronte di un aumento delle quotazioni medie del petrolio del 2,1%, non sufficiente a compensare l'effetto dei fattori sopra descritti. Nondimeno, la capacità dell'Eni di far fronte allo sfavorevole scenario è dimostrata dal confronto dei suoi risultati con quelli della concorrenza. Due indicatori sono di particolare importanza: l'utile netto della Società, pur in flessione dell'11% in termini omogenei rispetto al 2001, registra una contrazione molto più contenuta rispetto a quella del 23% rilevata in media dalle principali società petrolifere; al contempo, l'Eni ha mantenuto l'impegno assunto con il mercato di aumentare le produzioni di idrocarburi in una fase in cui l'espansione, coniugata con il mantenimento di un'adeguata redditività, rappresenta un notevole fattore critico per larga parte dell'industria.

La conferma della solidità industriale e finanziaria dell'Eni fornita da questi risultati consente di proporre all'Assemblea degli azionisti un dividendo di 0,75 euro, uguale a quello distribuito lo scorso anno, con un pay-out del 62%.

Nel 2002 l'Eni ha proseguito con determinazione lungo le direttrici della crescita produttiva e dell'espansione internazionale del core business. Lo sforzo profuso nella realizzazione delle linee strategiche espresse, la rigorosa disciplina

I risultati del 2002

finanziaria mantenuta nelle scelte d'investimento e la costante verifica del miglioramento dell'efficienza hanno consentito di centrare gli obiettivi prefissati, rafforzando il posizionamento competitivo della Società.

Nel settore Exploration & Production, la produzione giornaliera di idrocarburi ha raggiunto, come si è detto, il livello record di 1.472 mila barili di petrolio equivalente, con un aumento del 7,5% rispetto al 2001, nonostante i tagli produttivi decisi dall'OPEC e le operazioni di razionalizzazione del portafoglio. La ricostituzione delle riserve certe è stata del 119%, mantenendo la vita utile residua delle riserve al di sopra dei 13 anni.

Nel settore Gas & Power, l'Eni ha continuato a gestire in modo pro-attivo gli effetti del processo di apertura/liberalizzazione del mercato italiano. Le vendite della distribuzione primaria di gas sono state di 60,8 miliardi di metri cubi, con una riduzione di 1,2 miliardi di metri cubi rispetto al 2001, risultante dalla diminuzione dei volumi venduti in Italia (-6,3 miliardi di metri cubi), anche per fattori climatici, e dall'incremento delle vendite in Europa (+5,1 miliardi di metri cubi).

Nell'ambito della strategia di espansione internazionale delle attività gas, è stata acquistata, in joint venture paritetica con l'operatore elettrico tedesco EnBW, la GVS, uno dei principali distributori regionali di gas naturale in Germania, con vendite di circa 7 miliardi di metri cubi l'anno, ed è stato definito l'accordo per l'acquisto del 50% dell'operatore spagnolo Union Fenosa Gas, rafforzando la posizione dell'Eni nel mercato spagnolo, in particolare in quello del gas naturale liquefatto.

L'Offerta Pubblica di Acquisto sul 56% delle azioni Italgas, conclusasi con successo il 27 gennaio 2003, si inquadra nella strategia di integrazione delle politiche commerciali e di sviluppo, anche a livello internazionale, del settore gas.

Nell'attività di generazione dell'energia elettrica sono stati avviati i lavori di costruzione della centrale di Ferrera Erbognone e di potenziamento della centrale di Ravenna, con una capacità complessiva di 1,8 gigawatt, dimostrando di essere in grado di sviluppare nuovi progetti di generazione elettrica in tempi più rapidi rispetto ai concorrenti, cogliendo le opportunità che l'evoluzione del settore elettrico offre.

Nel settore Refining & Marketing, è proseguito il processo di riqualificazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e di sviluppo della presenza all'estero. A tal fine, è stata potenziata la rete portante in Italia con la realizzazione e l'acquisizione di circa 150 stazioni di servizio di proprietà e convenzionate ad alto erogato e con attività di vendita di prodotti non oil e sono state cedute e chiuse circa 800 stazioni di servizio non adeguate agli standard di qualità ed efficienza che si intendono raggiungere. Sul mercato rete sono stati venduti 14,4 miliardi di litri di prodotti petroliferi (-0,7 miliardi di litri rispetto al 2001). A fine 2002 è stato lanciato un carburante innovativo, il BluDiesel, sostanzialmente privo di zolfo, che anticipa le normative ambientali e assicura migliori prestazioni motoristiche. Le stazioni di servizio che a fine anno offrivano il nuovo prodotto erano circa 1.500, raggiungendo l'incidenza media del 20-25% del nuovo prodotto sul totale del gasolio erogato, con punte del 50%.

Sul mercato rete nel resto d'Europa sono stati venduti 3,3 miliardi di litri di prodotti petroliferi, in aumento del 4% rispetto al 2001, a seguito dell'acquisto di circa 100 stazioni di servizio in Francia e nell'Europa Centro-Orientale. Sono in corso di perfezionamento gli accordi per l'acquisto di ulteriori 313 stazioni di servizio in aree selezionate dell'Europa (Spagna, Germania e Francia), dove l'Eni intende sviluppare la propria presenza facendo leva sulle sinergie operative e sulla notorietà del marchio.

Nell'attività raffinazione, è stato definito l'accordo relativo al polo di raffinazione di Priolo per la cessione di 7,5 milioni di tonnellate di capacità di lavorazione a regime (nel 2006), coerentemente con l'obiettivo di ridurre la capacità di raffinazione a bassa conversione, strutturalmente in eccesso e perciò più vulnerabile alla volatilità del mercato.

Nel settore Ingegneria e Servizi, Saipem ha acquistato la società francese Bouygues Offshore, consolidando la sua posizione di leader mondiale nel settore dei servizi per l'industria petrolifera.

Accanto a queste azioni specifiche, l'Eni ha dedicato grande impegno a progetti di sviluppo che contribuiranno alla crescita di lungo termine della Società. Tra questi:

- il completamento della costruzione del gasdotto sottomarino Blue Stream (tra la Federazione Russa e la Turchia attraverso il Mar Nero) che rappresenta il record mondiale di posa in profondità d'acqua: opera tra le più audaci per implicazioni tecnologiche, ingegneristiche e di project management. La realizzazione del gasdotto conferma l'attenzione posta dall'Eni nello sviluppo del know-how e delle competenze relative alla concezione, alla progettazione e alla gestione di progetti energetici d'avanguardia;
- le attività di delimitazione del giacimento Kashagan nell'offshore kazako del Mar Caspio, svolte sotto la responsabilità dell'Eni, operatore del progetto, hanno confermato l'eccezionale dimensione del giacimento qualificandolo come la più grande scoperta petrolifera degli ultimi trenta anni;
- lo sviluppo dei giacimenti a gas e condensati di Wafa e Bahr Essalam nel permesso NC41 in Libia, con l'assegnazione dei principali contratti per la realizzazione degli impianti di trattamento degli idrocarburi, della piattaforma di produzione e delle relative infrastrutture di trasporto del valore complessivo di 4,2 miliardi di euro (di cui 2,4 in quota Eni). La produzione annua di gas a regime sarà di 10 miliardi di metri cubi, di cui 2 destinati al mercato libico e 8 all'Italia. Il progetto consente la valorizzazione di riserve dell'Eni e il presidio di una delle fonti strategiche per il soddisfacimento futuro del mercato energetico italiano.

L'anno trascorso si è rivelato una tappa molto importante sulla via del conseguimento degli obiettivi di crescita che l'Eni si era posta nel 1999 con il piano quadriennale 2000-2003. Obiettivi ambiziosi e difficili, fissati mentre venivano meno molte delle certezze industriali e culturali che avevano accompagnato la Società nel corso della sua storia:

- l'Italia come principale mercato di riferimento, dove l'Eni svolgeva un ruolo istituzionale di fornitura di petrolio e gas naturale al Paese;
- il contesto delle attività di approvvigionamento, trasporto e vendita del gas naturale, dove l'Eni deteneva una posizione di monopolio di fatto rendendo un importante servizio al Paese.

Nondimeno, già nel 2002 molti degli obiettivi fissati per il 2003 sono stati raggiunti e in qualche caso superati; in particolare:

- nel settore Exploration & Production, l'obiettivo di una crescita del 50% della produzione al 2003 è stato conseguito già nell'ultimo trimestre del 2002;
- nel settore Gas & Power, l'obiettivo di una crescita delle vendite di gas in Europa fino a 10 miliardi di metri cubi da circa 5 nel 1998 è stato ampiamente superato nel 2002, raggiungendo circa 20 miliardi di metri cubi;

**Gli impegni mantenuti
e il valore
della credibilità**

- nel settore Refining & Marketing, l'obiettivo di riduzione della capacità di raffinazione in Italia fino a 36 milioni di tonnellate da 41 nel 1998 è stato conseguito e superato già a fine 2002, adeguando il sistema di raffinazione all'evoluzione dei consumi;
- la focalizzazione sul core business, in termini di aumento dell'incidenza del relativo capitale investito dal 90% a oltre 95%, è stata già conseguita nel 2002;
- l'obiettivo di miglioramento dell'efficienza in termini di riduzione dei costi di 1 miliardo di euro nel periodo 1999-2003 è stato superato, raggiungendo già nel 2002 un risparmio di 1,7 miliardi di euro.

L'obiettivo di aumentare la capacità installata nel settore elettrico da 2,4 a 5-7 gigawatt sarà raggiunto nel 2006 e ciò in relazione ai tempi lunghi che sono stati necessari a ottenere le autorizzazioni alla costruzione di nuove centrali elettriche in Italia.

La crescita è stata perseguita sia attraverso lo sviluppo per linee interne sia attraverso acquisizioni mirate di asset e società attenendosi sempre a una rigida disciplina industriale e finanziaria, con grande attenzione al problema della gestione culturale delle società assorbite e all'integrazione delle risorse umane. Ciò ha originato il successo che ha accompagnato queste acquisizioni.

La capacità di mantenere gli impegni assunti di fronte ai nostri azionisti, qualunque fossero le condizioni esterne, e la credibilità che da essa ne è derivata, costituisce una delle componenti più importanti del patrimonio costruito in questi anni.

Il nuovo modello organizzativo

Nel 2002 la strategia di cambiamento dell'Eni si è declinata anche nel completamento della riorganizzazione della Società conseguito attraverso l'incorporazione della Snam e dell'AgipPetroli, le cui attività sono state costituite in divisioni industriali. Con questa operazione, l'Eni ha assunto i connotati di compagnia energetica integrata, lasciandosi alle spalle il tradizionale ruolo di holding e sposando un modello di integrazione operativa che ha già dimostrato la sua efficacia in termini di rapidità dei processi decisionali.

Lo scenario: una competizione sempre più dura

Nei prossimi anni lo scenario del settore petrolifero a livello internazionale sarà caratterizzato da una competizione sempre più aggressiva.

Il settore upstream presenta criticità in termini di riduzione di buone opportunità d'investimento accessibili alle società private, la crescita tendenziale dei costi tecnici per lo spostamento delle attività verso aree di frontiera, il progressivo peggioramento delle condizioni contrattuali e fiscali, la maturità delle aree produttive più prossime ai mercati.

Nel settore del downstream gas, la crescente competizione, dovuta all'ingresso di nuovi operatori attratti dalla crescita della domanda del gas naturale e dai processi di apertura dei mercati determina sensibili rischi in termini di tenuta dei margini.

L'attività raffinazione in Europa presenta problemi di redditività dovuti al significativo eccesso di capacità produttiva che necessita di ulteriori chiusure o razionalizzazioni di impianti, soprattutto se lontani dai mercati e difficilmente adeguabili all'evoluzione della domanda. Nell'attività di distribuzione di prodotti petroliferi, i margini sono soggetti a pressioni dovute all'ingresso della grande distribuzione commerciale nello scenario competitivo e alla modifica delle aspet-

tative dei consumatori, che chiedono un'offerta di servizi complementari e innovativi onerosi per le imprese.

Per affrontare con successo queste sfide, l'Eni proseguirà sulla strada dell'espansione industriale intrapresa nell'ultimo triennio, coniugando la strategia di crescita qualificata con la massima disciplina economico-finanziaria e un accresciuto rigore nella gestione del portafoglio di attività. L'aumento della nostra dimensione di impresa ci consentirà infatti di: (i) sfruttare al meglio le consistenti economie di scala; (ii) migliorare l'efficienza e l'efficacia operativa; (iii) sviluppare una capacità finanziaria adeguata a sostenere i grandi progetti ad altissimo contenuto di innovazione e a redditività differita, in cui deteniamo una consolidata leadership a livello mondiale; (iv) aumentare la nostra forza negoziale; (v) consolidare la capacità di attrarre e trattenere le migliori competenze e capacità professionali.

Continuare a crescere quando il percorso di crescita è stato così rapido e la base produttiva è più ampia diventa sempre più difficile in termini di sostenibilità sia industriale sia economico-finanziaria. Nondimeno, l'Eni si pone l'obiettivo precipuo di vincere questa sfida, coniugando crescita, redditività e sostenibilità di lungo periodo.

Nel perseguire la crescita industriale qualificata, l'Eni fa affidamento su un'organizzazione snella e flessibile, attenta al cambiamento, alle esigenze della clientela e alla qualità e all'affidabilità dei prodotti e dei servizi.

Il modello di crescita adottato dalla Società coniuga risultati, profitti e innovazione con una costante attenzione alla qualità della vita, agli standard di lavoro, ai diritti umani e allo sviluppo sostenibile. L'impegno dell'Eni in questa direzione si ritrova nei principi, nelle politiche e nei comportamenti manageriali che caratterizzano le attività della Società ovunque essa operi, tesi a promuovere una "cultura della sostenibilità" e a rafforzare la fiducia da parte degli azionisti e, più in generale, degli stakeholder.

Come è avvenuto nel triennio appena concluso, l'Eni si è posta nel piano quadriennale 2003-2006 target sfidanti ma realistici, verificabili nel tempo e in continuità con quelli finora perseguiti.

Nel settore Exploration & Production la crescita si traduce: (i) nello sviluppo produttivo a un tasso del 6%, per sole linee interne e al netto delle cessioni; (ii) nell'espansione internazionale accompagnata da una maggiore concentrazione in un numero più ristretto di paesi, al fine di aumentare la massa critica, la forza negoziale e ottenere la miglior struttura di costo; (iii) nel miglioramento delle performance operative per garantire la sostenibilità delle attività nel lungo periodo; (iv) nella concentrazione su grandi progetti ad alto potenziale (Libia Gas, Kashagan, Kizomba) in grado di garantire la crescita dell'Eni anche nel lungo termine.

Nel settore Gas & Power la crescita delle vendite del gas sarà concentrata all'estero, in particolare in Europa, mentre in Italia l'Eni perseguirà la difesa del mercato nel rispetto dei limiti stabiliti dalla legislazione vigente attraverso una migliore integrazione delle politiche commerciali, la garanzia di un servizio di eccellenza e affidabile nel tempo e l'eventuale alleanza con operatori locali. La progressiva internazionalizzazione delle attività gas sarà favorita dallo sviluppo del business GNL.

La risposta dell'Eni: la crescita industriale qualificata

Le linee guida strategiche e le azioni

Nell'attività elettrica sarà raggiunta una capacità di generazione elettrica di 6,4 gigawatt nel 2006; ciò consentirà di assorbire parte delle disponibilità di gas e di valorizzare il miglior posizionamento competitivo, in termini di costo e di efficienza, delle centrali Eni rispetto alla media del settore.

Nel settore Refining & Marketing alla riqualificazione della rete portante in Italia, che comporterà una crescita dell'erogato medio fino a 2,8 milioni di litri per stazione di servizio, si accompagnerà l'espansione dell'attività commerciale in Europa con un obiettivo di vendita di prodotti petroliferi sulla rete di circa 4,9 miliardi di litri.

Nel settore Ingegneria e Servizi sarà perseguito il consolidamento della leadership nella realizzazione di grandi progetti in qualità di contrattista globale e integrato, nonché il continuo miglioramento dell'efficienza, delle competenze e delle capacità, in particolare nelle attività offshore e nella valorizzazione del gas naturale.

Nel settore Petrolchimica continuerà la razionalizzazione delle attività.

In un settore semimaturato come quello dell'industria petrolifera, l'eccellenza operativa e la massima efficienza rappresentano leve di vantaggio competitivo imprescindibili. Il progetto riduzione costi, avviato nel 1999, ha già consentito di ottenere risparmi di 1,7 miliardi di euro e sono state individuate iniziative per ulteriori 1,7 miliardi di euro al 2006.

Sotto il profilo economico-finanziario, la strategia dell'Eni punta sia al rispetto degli impegni di redditività assunti con il mercato sia alla generazione di ingenti flussi di cassa, con conseguente riduzione dell'indebitamento e del leverage in modo da cogliere ulteriori opzioni di sviluppo, anche per linee esterne, capaci di sostenere la crescita nel lungo termine.

L'Eni rivolge un'attenzione crescente alla ricerca scientifica e tecnologica considerato motore di uno sviluppo sostenibile e leva di vantaggio competitivo, testimoniato da un rapporto tra spese in ricerca e sviluppo e fatturato tra i più elevati del settore energetico. Nel corso del 2002 sono state integrate in EniTecnologie le strutture di ricerca AgipPetroli e Snamprogetti con l'obiettivo di valorizzare il patrimonio di esperienze e di competenze orientando le risorse su grandi progetti strategici. L'Eni seleziona quei temi di ricerca che prospettano soluzioni e applicazioni industriali concrete sui temi critici per il proprio sviluppo. Il presidio dei temi di ricerca con potenziale impatto di più lungo termine è perse-

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ⁽¹⁾**Presidente**Roberto Poli ⁽²⁾**Amministratore Delegato**Vittorio Mincato ⁽³⁾**Amministratori**Mario Giuseppe Cattaneo, Alberto Clò,
Renzo Costi, Dario Fruscio,
Guglielmo Antonio Claudio Moscato, Mario Resca**DIRETTORI GENERALI****Divisione Exploration & Production ⁽⁴⁾**

Stefano Cao

Divisione Gas & Power ⁽⁵⁾

Luciano Sgubini

Divisione Refining & Marketing ⁽⁶⁾

Gilberto Callera

COLLEGIO SINDACALE ⁽⁷⁾**Presidente**

Andrea Monorchio

Sindaci effettiviLuigi Biscozzi, Paolo Andrea Colombo, Filippo Duodo,
Riccardo Perotta**Sindaci supplenti**

Fernando Carpentieri, Giorgio Silva

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI**DELEGATO AL CONTROLLO**Nicola Soria ⁽⁸⁾**Sostituto**Michael Sciascia ⁽⁹⁾**Società di revisione ⁽¹⁰⁾**

PricewaterhouseCoopers SpA

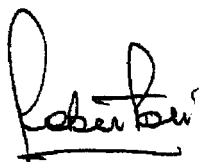
guito anche attraverso partnership. I progetti più rilevanti in corso sono: l'ottimizzazione dello sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi a elevato contenuto di zolfo, l'upgrading degli idrocarburi pesanti, la conversione del gas naturale in prodotti liquidi, il trasporto del gas naturale ad alta pressione e lunga distanza, il miglioramento delle qualità ambientali dei prodotti, lo sviluppo di fonti di energia rinnovabile, la produzione e l'impiego dell'idrogeno quale combustibile pulito.

Nel febbraio 2003 l'Eni ha compiuto mezzo secolo di storia. Una storia segnata fin dal suo inizio da una sfida apparentemente impossibile, sostenuta soltanto dallo spirito di frontiera e dalla determinazione di pochi uomini. Attraverso momenti difficili e successi esaltanti, e grazie al filtro dell'esperienza, quella storia è oggi il codice genetico dell'Eni che guarda al futuro, il patrimonio comune di generazioni di donne e uomini che, nel rinnovare l'impegno di ieri con talento e dedizione, continuano a interpretare con strategie e modelli di sviluppo originali il disegno di un'espansione senza frontiere, condotta attraverso l'integrazione con culture diverse e la flessibilità nella comprensione e nell'adattamento ai costumi e ai linguaggi degli altri. Più di ogni altro elemento, è questo modo di essere che alimenta la forza dell'Eni di fronte alle sfide del futuro: e ci permette di continuare a puntare a un domani che risultava impensabile ieri.

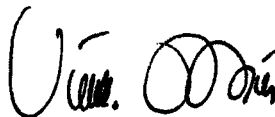
Dalla storia al futuro

27 marzo 2003

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente Roberto Poli



L'Amministratore Delegato Vittorio Mincato

I poteri del Presidente e dell'Amministratore Delegato nonché la composizione e le funzioni dell'Audit Committee, del Compensation Committee e dell'Oil & Gas Committee, sono illustrati nella sezione "Corporate governance" del capitolo "Governance e responsabilità d'impresa" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

(1) Nominato dall'Assemblea del 30 maggio 2002 per un triennio.

Il Consiglio di Amministrazione in carica scadrà alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2004

- (2) Nominato dall'Assemblea il 30 maggio 2002
- (3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 5 giugno 2002
- (4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 novembre 2000
- (5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 30 gennaio 2001
- (6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 19 dicembre 2002 con decorrenza 1° gennaio 2003
- (7) Nominato dall'Assemblea

- il 30 maggio 2002 per un triennio, quindi con scadenza alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2004.
- Ai sensi dell'art. 6.2, lett. d) dello statuto, il Presidente del Collegio sindacale Andrea Monorchio è stato nominato con Decreto 29 maggio 2002 del Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive
- (8) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 19-20-21 luglio 1999
- (9) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 13-14 novembre 1999
- (10) Incarico conferito dall'Assemblea il 1° giugno 2001 per un triennio

exploration & production

Nell'esercizio è stata raggiunta la produzione giornaliera record di idrocarburi di 1.472 mila boe, con un aumento del 7,5%, grazie alla crescita nelle aree di consolidata presenza e all'avvio di importanti giacimenti. Nel quarto trimestre 2002 la produzione giornaliera è stata di 1.527 mila boe e pertanto è stato conseguito con un anno di anticipo rispetto ai programmi il target di 1,5 milioni di boe fissato per il 2003. L'Eni intende mantenere nei prossimi anni una forte crescita della produzione facendo leva sullo sviluppo interno con l'obiettivo al 2006 di produrre oltre 1,8 milioni di boe/giorno (incremento medio annuo di circa il 6%). Le riserve certe hanno superato i 7 miliardi di boe

Nel marzo 2003 è stato perfezionato l'acquisto della norvegese Fortum Petroleum AS, con una produzione giornaliera nel 2002 di 39 mila boe e riserve certe e probabili di 202 milioni di boe. L'investimento dell'Eni (975 milioni di dollari) consente di aumentare di circa il 40% la produzione di idrocarburi dell'Eni in Norvegia nel 2003

È in corso il processo di razionalizzazione del portafoglio di asset finalizzato a concentrare l'attività nelle aree con significative potenzialità di crescita dove l'Eni è operatore: nell'esercizio sono state cedute 16 quote di partecipazione in giacimenti nel Mare del Nord, Italia e Qatar, oltre a permessi esplorativi e altri asset; nel contempo sono state incrementate le quote di partecipazione in giacimenti già operati o partecipati localizzati in Kazakhstan, Regno Unito, Norvegia e Australia

La rilevanza della scoperta del giacimento a olio Kashagan (Eni operatore unico con una quota del 16,67%) nell'offshore kazako del Mar Caspio è stata confermata dall'attività di appraisal condotta nell'area e tuttora in corso. Le riserve recuperabili del giacimento, quantificate sulla base di stime aggiornate in 7-9 miliardi di barili, salgono a 13 miliardi utilizzando le tecniche di reiniezione del gas e fanno di Kashagan la più importante scoperta petrolifera degli ultimi trenta anni

Tra le principali scoperte dell'esercizio vi sono il giacimento a gas di Tennin nell'offshore egiziano di fronte al delta del Nilo (Eni operatore con una quota del 50%) e, nell'offshore profondo nigeriano, il giacimento di petrolio di Bonga SW (quota Eni 12,5%) e i nuovi livelli produttivi profondi del giacimento di petrolio di ABO (Eni operatore con una quota del 50,19%)

Le azioni di razionalizzazione e le sinergie conseguite dall'integrazione delle società acquisite hanno consentito di ridurre i costi di 154 milioni di euro

(milioni di €)

	2000	2001	2002
Ricavi	12.308	13.960	12.877
Utile operativo	6.603	5.984	5.175
Investimenti di ricerca esplorativa e nuove iniziative	811	757	902
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari	416	67	317
Investimenti di sviluppo e dotazioni patrimoniali	2.312	3.452	4.396
Investimenti in partecipazioni	2.511	4.149	31
Dipendenti a fine periodo (numero)	7.741	7.533	7.715

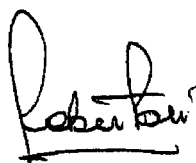
guito anche attraverso partnership. I progetti più rilevanti in corso sono: l'ottimizzazione dello sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi a elevato contenuto di zolfo, l'upgrading degli idrocarburi pesanti, la conversione del gas naturale in prodotti liquidi, il trasporto del gas naturale ad alta pressione e lunga distanza, il miglioramento delle qualità ambientali dei prodotti, lo sviluppo di fonti di energia rinnovabile, la produzione e l'impiego dell'idrogeno quale combustibile pulito.

Nel febbraio 2003 l'Eni ha compiuto mezzo secolo di storia. Una storia segnata fin dal suo inizio da una sfida apparentemente impossibile, sostenuta soltanto dallo spirito di frontiera e dalla determinazione di pochi uomini. Attraverso momenti difficili e successi esaltanti, e grazie al filtro dell'esperienza, quella storia è oggi il codice genetico dell'Eni che guarda al futuro, il patrimonio comune di generazioni di donne e uomini che, nel rinnovare l'impegno di ieri con talento e dedizione, continuano a interpretare con strategie e modelli di sviluppo originali il disegno di un'espansione senza frontiere, condotta attraverso l'integrazione con culture diverse e la flessibilità nella comprensione e nell'adattamento ai costumi e ai linguaggi degli altri. Più di ogni altro elemento, è questo modo di essere che alimenta la forza dell'Eni di fronte alle sfide del futuro: e ci permette di continuare a puntare a un domani che risultava impensabile ieri.

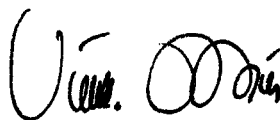
Dalla storia al futuro

27 marzo 2003

per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente Roberto Poli



L'Amministratore Delegato Vittorio Mincato

I poteri del Presidente e dell'Amministratore Delegato nonché la composizione e le funzioni dell'Audit Committee, del Compensation Committee e dell'Oil & Gas Committee, sono illustrati nella sezione "Corporate governance" del capitolo "Governance e responsabilità d'impresa" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

(1) Nominato dall'Assemblea del 30 maggio 2002 per un triennio.

Il Consiglio di Amministrazione in carica scadrà alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2004

- (2) Nominato dall'Assemblea il 30 maggio 2002
- (3) Deleghe conferitegli dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 5 giugno 2002
- (4) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 14 novembre 2000
- (5) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 30 gennaio 2001
- (6) Nominato dal Consiglio di Amministrazione il 19 dicembre 2002 con decorrenza 1° gennaio 2003
- (7) Nominato dall'Assemblea

il 30 maggio 2002 per un triennio, quindi con scadenza alla data di approvazione del bilancio dell'esercizio 2004. Ai sensi dell'art. 6.2, lett. d) dello statuto, il Presidente del Collegio sindacale Andrea Monorchio è stato nominato con Decreto 29 maggio 2002 del Ministro dell'economia e delle finanze, d'intesa con il Ministro delle attività produttive

- (8) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 19-20-21 luglio 1999
- (9) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 13-14 novembre 1999
- (10) Incarico conferito dall'Assemblea il 1° giugno 2001 per un triennio

exploration & production

Nell'esercizio è stata raggiunta la produzione giornaliera record di idrocarburi di 1.472 mila boe, con un aumento del 7,5%, grazie alla crescita nelle aree di consolidata presenza e all'avvio di importanti giacimenti. Nel quarto trimestre 2002 la produzione giornaliera è stata di 1.527 mila boe e pertanto è stato conseguito con un anno di anticipo rispetto ai programmi il target di 1,5 milioni di boe fissato per il 2003. L'Eni intende mantenere nei prossimi anni una forte crescita della produzione facendo leva sullo sviluppo interno con l'obiettivo al 2006 di produrre oltre 1,8 milioni di boe/giorno (incremento medio annuo di circa il 6%). Le riserve certe hanno superato i 7 miliardi di boe

Nel marzo 2003 è stato perfezionato l'acquisto della norvegese Fortum Petroleum AS, con una produzione giornaliera nel 2002 di 39 mila boe e riserve certe e probabili di 202 milioni di boe. L'investimento dell'Eni (975 milioni di dollari) consente di aumentare di circa il 40% la produzione di idrocarburi dell'Eni in Norvegia nel 2003

È in corso il processo di razionalizzazione del portafoglio di asset finalizzato a concentrare l'attività nelle aree con significative potenzialità di crescita dove l'Eni è operatore: nell'esercizio sono state cedute 16 quote di partecipazione in giacimenti nel Mare del Nord, Italia e Qatar, oltre a permessi esplorativi e altri asset; nel contempo sono state incrementate le quote di partecipazione in giacimenti già operati o partecipati localizzati in Kazakhstan, Regno Unito, Norvegia e Australia

La rilevanza della scoperta del giacimento a olio Kashagan (Eni operatore unico con una quota del 16,67%) nell'offshore kazako del Mar Caspio è stata confermata dall'attività di appraisal condotta nell'area e tuttora in corso. Le riserve recuperabili del giacimento, quantificate sulla base di stime aggiornate in 7-9 miliardi di barili, salgono a 13 miliardi utilizzando le tecniche di reiniezione del gas e fanno di Kashagan la più importante scoperta petrolifera degli ultimi trenta anni

Tra le principali scoperte dell'esercizio vi sono il giacimento a gas di Tennin nell'offshore egiziano di fronte al delta del Nilo (Eni operatore con una quota del 50%) e, nell'offshore profondo nigeriano, il giacimento di petrolio di Bonga SW (quota Eni 12,5%) e i nuovi livelli produttivi profondi del giacimento di petrolio di ABO (Eni operatore con una quota del 50,19%)

Le azioni di razionalizzazione e le sinergie conseguite dall'integrazione delle società acquisite hanno consentito di ridurre i costi di 154 milioni di euro

	(milioni di €)		
	2000	2001	2002
Ricavi	12.308	13.960	12.877
Utile operativo	6.603	5.984	5.175
Investimenti di ricerca esplorativa e nuove iniziative	811	757	902
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari	416	67	317
Investimenti di sviluppo e dotazioni patrimoniali	2.312	3.452	4.396
Investimenti in partecipazioni	2.511	4.149	31
Dipendenti a fine periodo (numero)	7.741	7.533	7.715

Riserve di idrocarburi

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2002 sono di 7.030 milioni di boe (petrolio e condensati 3.783 milioni di barili; gas naturale 3.247 milioni di boe) con un aumento di 101 milioni di boe rispetto al 2001 a seguito: (i) delle nuove scoperte ed estensioni (338 milioni di boe), in particolare in Nigeria, Kazakhstan, Australia e Italia; (ii) delle revisioni di precedenti stime (337 milioni di boe), in particolare in Kazakhstan, Angola e Nigeria; (iii) delle acquisizioni (39 milioni di boe), in particolare di quote di partecipazione in giacimenti localizzati nei settori britannico e norvegese del Mare del Nord e in Australia; (iv) dei miglioramenti di recupero assistito (15 milioni di boe), in particolare in Algeria. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla produzione dell'anno e dalle cessioni di partecipazioni in giacimenti localizzati in Italia, in Qatar e nel settore britannico del Mare del Nord (96 milioni di boe). Gli incrementi delle riserve certe hanno consentito di rimpiazzare il 119% della produzione; il 129% se si esclude l'effetto delle razionalizzazioni. La vita utile residua delle riserve è di 13,2 anni (13,7 anni nel 2001).

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 2002 sono di 3.703 milioni di boe (petrolio e condensati 2.241 milioni di barili; gas naturale 1.462 milioni di boe) e rappresentano il 53% del totale delle riserve certe (54% al 31 dicembre 2001).

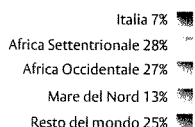
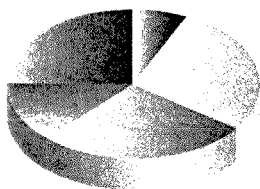
Esplorazione e sviluppo

Il portafoglio minerario dell'Eni al 31 dicembre 2002 consisteva di 1.161 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 37 paesi dei cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 281.682 chilometri quadrati (317.283 al 31 dicembre 2001), di cui 41.578 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (41.841 al 31 dicembre 2001). La superficie complessiva posseduta è diminuita di 5.333 chilometri quadrati in Italia, a seguito di rilasci, e di 30.268 chilometri quadrati all'estero a seguito di rilasci in particolare in Brasile, Pakistan, Egitto, Algeria e Guyana e di cessioni di titoli in Italia e Qatar. Aumenti si sono verificati in Australia, Norvegia e Indonesia.

Sono stati ultimati 120 nuovi pozzi (52 in quota Eni), a fronte dei 110 (47 in quota Eni) del 2001. Il coefficiente di successo è stato del 38,6% (39,1% in quota Eni), a fronte del 36,5% (31,3% in quota Eni) del 2001.

Gli investimenti di ricerca esplorativa ammontano a 902 milioni di euro (di cui il 93% all'estero), con un aumento del 19,2% rispetto al 2001. All'estero l'attività esplorativa ha riguardato principalmente gli Stati Uniti, il Kazakhstan, l'Egitto, l'Angola, la Russia e il Brasile; in Italia l'attività ha riguardato essenzialmente le acque profonde del Canale di Sicilia e le aree dell'Italia Centro Meridionale.

Gli investimenti in acquisizioni di titoli minerari ammontano a 317 milioni di euro e riguardano principalmente l'acquisto della quota: (i) del 2,39% nel PSA "North Caspian Sea" in Kazakhstan dove si trova il giacimento di Kashagan (Eni operatore unico, con una quota del 16,67% dopo l'acquisto); (ii) del 5,6% del campo di Bayu Undan in Australia (quota Eni 12,32% dopo l'acquisto); (iii) dell'11,3% dei giacimenti del T-Block nel Mare del Nord britannico (Eni operatore con una quota dell'88,7% dopo l'acquisto); (iv) del 7,9% del campo di Mikkel in Norvegia; (v) dell'8,9% dei giacimenti di Liverpool Bay nel Mare d'Irlanda (quota Eni 53,9% dopo l'acquisto) (v. il paragrafo "Razionalizzazione del portafoglio").

Riserve certe di petrolio e condensati
per area geografica a fine periodomilioni di barili
3.783

Gli investimenti di sviluppo e per l'acquisto di dotazioni patrimoniali ammontano a 4.396 milioni di euro (di cui l'89% all'estero), con un aumento del 27,3%. All'estero gli investimenti di sviluppo hanno riguardato giacimenti di idrocarburi in Nigeria, Iran, Libia, Kazakhstan, Angola, Venezuela e Regno Unito; in Italia gli investimenti hanno riguardato in particolare il proseguimento dei lavori per la realizzazione di impianti e infrastrutture in Val d'Agri.

Gli investimenti tecnici complessivi effettuati nel 2002, ammontano a 5.615 milioni di euro, con un aumento di 1.339 milioni di euro rispetto al 2001, pari al 31,3%.

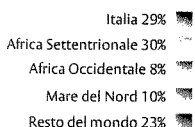
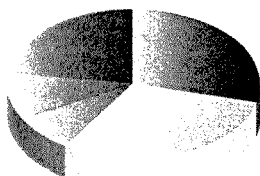
Produzione

Nel 2002 la produzione giornaliera di idrocarburi è stata di 1.472 mila boe (petrolio e condensati 921 mila barili; gas naturale 551 mila boe) con un incremento di 103 mila boe rispetto al 2001, pari al 7,5%, nonostante i tagli produttivi decisi dall'OPEC (con un effetto sulla produzione di 26 mila boe) e le azioni di razionalizzazione del portafoglio di asset minerari (con un effetto sulla produzione di 8 mila boe). L'aumento è dovuto: (i) agli avvisi di campi, principalmente in Algeria, Stati Uniti, Nigeria, Iran, Trinidad & Tobago e Pakistan; (ii) alla crescita produttiva registrata principalmente in Algeria, Kazakhstan, Stati Uniti, Egitto, Norvegia, Regno Unito, Italia e Congo. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal declino produttivo di campi maturi di gas naturale in Italia. La quota di produzione estera sul totale ha raggiunto il 78,6% (77,5% nel 2001).

La produzione giornaliera di petrolio e condensati (921 mila barili) è aumentata di 64 mila barili, pari al 7,5%, a seguito degli aumenti registrati all'estero (80 mila barili), in particolare: (i) in Algeria, per l'avvio dei campi HBNSE/BKNE/RBK (quota Eni 12,25%) e per l'entrata a regime del campo HBN (quota Eni 34,63%); (ii) in Kazakhstan, dovuto alla circostanza che nel terzo trimestre del 2001 la produzione nel campo di Karachaganak (cooperato dall'Eni con una quota del 32,5%) venne interrotta a seguito del contenzioso di natura fiscale tra Russia e Kazakhstan; (iii) in Congo, dovuto all'avvio nella seconda metà del 2001 dei campi di Foukanda e Mwafi (operati dall'Eni con una quota del 65%); (iv) nel Regno Unito, per l'entrata a regime della produzione dei campi di Elgin/Franklin (quota Eni 21,87%). In Italia la produzione è aumentata di 17 mila barili a seguito dell'entrata a regime dell'oleodotto Monte Alpi che trasporta il petrolio estratto nei giacimenti della Val d'Agri alla raffineria Eni di Taranto. Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalle flessioni all'estero (33 mila barili) a seguito essenzialmente dei tagli produttivi decisi dall'OPEC.

La produzione giornaliera di gas naturale (551 mila boe) è aumentata di 39 mila boe, pari al 7,6%, a seguito dell'incremento registrato all'estero (48 mila boe), in particolare in Egitto, Stati Uniti (essenzialmente per l'avvio del campo King Kong/Yosemite - quota Eni 50%), Kazakhstan (a seguito dei motivi indicati in precedenza), Regno Unito e Norvegia. Questi aumenti sono stati in parte assorbiti dalla diminuzione di 9 mila boe registrata in Italia a seguito del declino produttivo di campi maturi (in particolare Porto Garibaldi/Agostino e Luna).

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 523,1 milioni di boe. Il minor volume venduto (14,2 milioni di boe) rispetto alla produzione è dovuto essenzialmente al volume prodotto di gas naturale utilizzato per autoconsumo (8,4 milioni di boe) e alle immissioni di gas naturale negli stoccaggi (1,8 milioni di boe). La produzione venduta di petrolio e condensati (333,4 milioni di barili) è stata destinata per il 75% al settore Refining & Marketing (68% nel 2001). La produzione venduta di gas naturale (30,68 miliardi di metri cubi) è stata destinata per il 44% al settore Gas & Power (47% nel 2001).

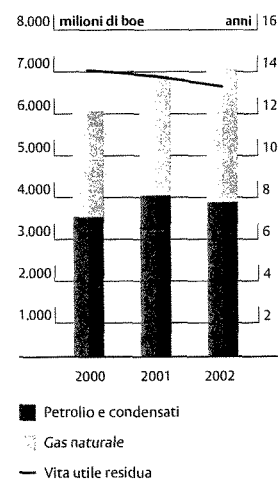
Riserve certe di gas naturale
per area geografica a fine periodomilioni di boe
3.247

Razionalizzazione del portafoglio

Nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio finalizzato a concentrare l'attività nelle aree che hanno significative potenzialità di crescita e in cui l'Eni è operatore sono stati conclusi i seguenti accordi:

- l'acquisto di un'ulteriore quota del 2,39% nel PSA "North Caspian Sea" in Kazakhstan dove è localizzato il giacimento di Kashagan (quota Eni 16,67% dopo l'acquisto). A seguito dell'uscita dall'iniziativa di Bp e Statoil, gli altri partner hanno rilevato proporzionalmente le loro quote di partecipazione;
- la cessione alla TotalFinaElf della quota di partecipazione del 25% posseduta nella concessione Gorgoglione, in Basilicata, dove è localizzato il giacimento di Tempa Rossa;
- la cessione alla TotalFinaElf della partecipazione del 45% nel giacimento di petrolio di Alkali, nell'offshore del Qatar (unica presenza del settore Exploration & Production nel Paese), con una produzione giornaliera in quota Eni di 12 mila barili;
- l'acquisto dalla società Centrica dell'8,9% dei giacimenti di Liverpool Bay, nel Mare d'Irlanda, e la contemporanea cessione delle quote di partecipazione possedute nei giacimenti di Armada Area (5,58%), Renee (17,26%), Rubie (4,78%) e Goldeneye (4,5%), con una produzione in quota Eni di circa 5 mila boe/giorno, oltre a partecipazioni in licenze esplorative collegate. I giacimenti di Liverpool Bay (quota Eni 53,9% dopo l'acquisto), avviati nel 1995, producono circa 110 mila boe/giorno (59 mila in quota Eni). Nel settore britannico del Mare del Nord, sono state cedute: (i) alla Dana Petroleum Ltd le quote di partecipazione nei campi a olio di Banff (12,4%), Hudson (19,5%) e Otter (19%), con una produzione in quota Eni di circa 5 mila boe/giorno, le partecipazioni nel Brent Pipeline System (1,38%) e nel terminale Sullom Voe (2,35%), nonché permessi esplorativi; (ii) alla Oranje Nassau Ltd le quote di partecipazione possedute nei giacimenti a olio di Cook (20%), Janice (18,2%), Pierce (3,7%) e Chestnut (6,3%) con una produzione in quota Eni di circa 8 mila boe/giorno; (iii) inoltre sono state cedute le partecipazioni nei giacimenti di Pickerill (9,33%), Ravernspurn (14%) e Johnson (6,32%) con una produzione complessiva in quota Eni di circa 2 mila boe/giorno. Queste operazioni si inquadrano in particolare nel processo di razionalizzazione del portafoglio di attività dell'Eni nel Mare del Nord avviato dopo le acquisizioni della British-Borneo e della Lasmo;
- l'acquisto dalla società KerrMcGee dell'ulteriore 5,6% del campo a gas e condensati di Bayu Undan (quota Eni 12,32% dopo l'acquisto), in fase di sviluppo, situato nelle concessioni Zoca 91-12 (Undan) e Zoca 91-13 (Bayu) nella fascia di Cooperazione tra Australia e Timor Est;

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua

**Riserve certe e produzione giornaliera di idrocarburi ⁽¹⁾**

	Riserve certe al 31 dicembre (milioni di boe)			Produzione (migliaia di boe/giorno)		
	2000	2001	2002	2000	2001	2002
Italia	1.389	1.315	1.199	333	308	316
petrolio e condensati	296	309	255	76	69	86
gas naturale	1.093	1.006	944	257	239	230
Africa Settentrionale	1.929	2.122	2.033	306	317	354
petrolio e condensati	1.039	1.171	1.072	227	228	252
gas naturale	890	951	961	79	89	102
Africa Occidentale	1.093	1.136	1.287	224	233	237
petrolio e condensati	934	976	1.022	213	219	222
gas naturale	159	160	265	11	14	15
Mare del Nord	700	879	825	168	288	308
petrolio e condensati	455	552	498	124	204	213
gas naturale	245	327	327	44	84	95
Resto del mondo	897	1.477	1.686	156	223	257
petrolio e condensati	698	940	936	108	137	148
gas naturale	199	537	750	48	86	109
Totale	6.008	6.929	7.030	1.187	1.369	1.472
petrolio e condensati	3.422	3.948	3.783	748	857	921
gas naturale	2.586	2.981	3.247	439	512	551

(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 funzione del diverso potere calorifico.

Produzione giornaliera di idrocarburi e quota estero

