

Concentrazioni e stime significative

Le seguenti informazioni sono presentate sulla base delle previsioni dello Statement of Position 94-6 "Disclosure of Certain Significant Risks and Uncertainties".

Natura delle operazioni

L'Eni è una società energetica integrata; opera nelle attività del petrolio e gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni.

EXPLORATION & PRODUCTION: attraverso la Divisione Exploration & Production e le società controllate operanti nel settore, l'Eni svolge attività di ricerca e produzione di idrocarburi in Italia, Africa Settentrionale (Algeria, Egitto, Libia e Tunisia), Africa Occidentale (Angola, Congo, Nigeria), Mare del Nord (Norvegia e Regno Unito), America Latina (Venezuela ed Ecuador), nei territori dell'ex Unione Sovietica (principalmente Kazakistan), negli USA (principalmente nel Golfo del Messico) e in Asia (principalmente Iran, Indonesia e Pakistan). Circa il 70% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore Refining & Marketing dell'Eni e circa il 40% della produzione venduta di gas naturale è destinato al settore Gas & Power dell'Eni.

L'Eni dispone di un sistema di stoccaggio costituito da otto giacimenti semiesauriti di gas utilizzati per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas naturale viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno), per la sicurezza delle forniture quale la riserva strategica e per il supporto alla produzione nazionale tramite lo stoccaggio minerario. Gli asset di stoccaggio sono di proprietà della Stoccaggi Gas Italia (100% Eni), costituita in attuazione del D. Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas.

GAS & POWER: l'Eni opera nel settore dell'approvvigionamento, trasporto e vendita di gas naturale in Italia e all'estero attraverso la Divisione Gas & Power, nata dall'incorporazione nel 2002 della Snam SpA nell'Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. Circa l'80% del fabbisogno totale di gas naturale della distribuzione primaria è acquistato all'estero (Algeria, Russia, Paesi Bassi e Norvegia) in base a contratti di lungo termine contenenti clausole di take-or-pay e trasportato in Italia attraverso una rete internazionale di gasdotti dello sviluppo di oltre 3.700 chilometri nella quale l'Eni detiene diritti di trasporto. La parte restante degli approvvigionamenti di gas naturale è costituito, pressoché esclusivamente, da gas di produzione nazionale proveniente dal settore Exploration & Production dell'Eni. L'Eni attraverso una rete di gasdotti in Italia lunga circa 30 mila chilometri (pari a circa il 96% della Rete Nazionale di Gasdotti) fornisce gas naturale alle aziende di distribuzione locale di gas (mercato civile), all'industria e al settore termoelettrico. La rete di gasdotti utilizzata dall'Eni in Italia è di proprietà della controllata Snam Rete Gas (quota Eni 59,12%), società quotata presso la borsa italiana, che svolge attività di trasporto di gas naturale anche per conto di altri operatori del settore e che è stata costituita in attuazione delle norme contenute nel D.Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas. L'Eni è presente nel settore delle aziende di distribuzione locale di gas – che svolgono attività di vendita al dettaglio di gas naturale alle utenze civili e commerciali in ambito urbano – attraverso l'Italgas (Eni 100%), maggiore società italiana del settore. L'Eni opera nella distribuzione locale di gas naturale all'estero in Argentina attraverso la Distribuidora de Gas Cuyana, in Ungheria attraverso la Tigaz e la Tigaz 2 e in Slovenia attraverso l'Adriaplin Doo.

Il D.Lgs. 164/2000 ha dettato le norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un forte impatto sull'operatività dell'Eni che è presente in tutte le attività della catena gas. Gli aspetti salienti del decreto sono i seguenti:

- l'apertura totale del mercato dal 2003;
- l'imposizione, fino al 31 dicembre 2010, di limiti dimensionali agli operatori commisurati a una quota percentuale dei consumi nazionali di gas naturale fissata rispettivamente: (i) nel 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni nella rete nazionale di gasdotti di gas naturale d'importazione o di produzione nazionale destinato alla vendita; tale percentuale si riduce di 2 punti percentuali in ciascun anno successivo al 2002, fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) nel 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le suddette percentuali sono calcolate al netto della quota di autoconsumi e, per le vendite, anche delle perdite di sistema;
- la determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento, per lo stoccaggio, per l'utilizzo dei terminali di GNL e per la distribuzione tramite reti locali;
- l'obbligo di consentire l'accesso dei terzi al sistema di trasporto di gas naturale secondo un regime regolato.

L'Eni, attraverso EniPower SpA (Eni 100%), opera nella generazione e vendita di energia elettrica, con una capacità installata di circa 1.930 megawatt presso le centrali di Livorno, Taranto, Mantova, Ravenna, Brindisi e Ferrera Erbognone e una produzione venduta di circa 5,55 terawattora, di cui circa il 30% destinato all'autoconsumo. EniPower è responsabile dello sviluppo del business elettrico. Il fabbisogno di gas e olio combustibile delle centrali di EniPower è acquistato internamente.

REFINING & MARKETING: l'Eni svolge attività di raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi in Italia, principalmente, e all'estero (Europa e Sud America) attraverso la Divisione Refining & Marketing, nata dall'incorporazione nel 2002 dell'AgipPetroli SpA nell'Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. L'Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Il petrolio approvvigionato è acquistato per oltre il 50% dal settore Exploration & Production dell'Eni e per la parte residua dai paesi produttori con contratti a termine (28%) e sul mercato spot (20%). Circa il 50% del petrolio approvvigionato è destinato alla commercializzazione.

PETROLCHIMICA: attraverso la Polimeri Europa SpA e le sue società controllate (Eni 100%), l'Eni opera nei business olefine, aromatici, intermedi, stirenici, polietilene ed elastomeri. Le attività produttive sono concentrate in Italia, con ulteriori attività soprattutto in Europa Occidentale. Circa il 30% del fabbisogno di materie prime petrolifere utilizzate dagli impianti petrolchimici è fornito dal settore Refining & Marketing dell'Eni.

INGEGNERIA E COSTRUZIONI: attraverso la Saipem SpA (quota Eni 43%), società quotata presso la borsa italiana, e le sue controllate, l'Eni opera nel settore dei servizi di costruzione e di perforazione per l'industria petrolifera. Attraverso la Snamprogetti SpA (Eni 100%) e le sue controllate, l'Eni opera nel campo della fornitura di servizi di ingegneria e project management per l'industria petrolifera e petrolchimica. Il 10% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2003 riguarda lavori commissionati dall'Eni.

Stime significative

La redazione del bilancio secondo i principi contabili italiani e la riconciliazione con i principi contabili U.S. GAAP richiedono stime e assunzioni da parte del management che possono modificare i valori contabili delle attività, passività e la determinazione delle passività potenziali alla data di bilancio nonché i costi e i ricavi rilevati durante l'esercizio. I valori effettivi potrebbero differire da quelli stimati.

Modifica dei criteri contabili

A partire dal 1° gennaio 2003, l'Eni applica lo Statement of Financial Accounting Standard n. 143 "Accounting for Asset Retirement Obligation" (SFAS 143) che definisce i criteri di valutazione e rilevazione delle passività derivanti da obbligazioni legali o contrattuali da sostenersi al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali. Le passività in esame sono rilevate, nel periodo in cui sorgono, al valore di mercato in contropartita alle immobilizzazioni materiali a cui sono associate; il relativo onere è imputato a conto economico attraverso il processo di ammortamento. Successivamente alla rilevazione iniziale, l'incremento della passività associato al trascorrere del tempo è imputato a conto economico tra le componenti operative; l'onere è determinato adottando il medesimo tasso di attualizzazione utilizzato per la definizione del valore di mercato della passività. La passività è oggetto di revisione per riflettere eventuali variazioni connesse alla stima dei flussi di cassa e/o dei relativi tempi di realizzazione. La passività è determinata sulla base dei costi da sostenere al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali e risente di molte assunzioni quali le quantità di greggio e gas naturale prodotti, la data dell'abbandono, i futuri tassi di inflazione e il tasso di attualizzazione determinato come tasso di interesse privo di rischio incrementato del rischio credito dell'Eni.

Nei settori Refining & Marketing, Gas & Power e Petrolchimica non si evidenziano significative obbligazioni legali o contrattuali da sostenersi al momento dell'abbandono delle immobilizzazioni materiali perché l'indeterminatezza della data di abbandono non consente la stima del valore di mercato della passività. L'Eni verifica periodicamente questa condizione.

Lo SFAS 143 ha modificato il metodo di rilevazione degli oneri relativi all'abbandono di immobilizzazioni materiali che si prevede di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi (Upstream). Questi oneri in precedenza venivano stanziati proporzionalmente alle produzioni di idrocarburi lungo la vita produttiva dell'immobilizzazione secondo quanto previsto dallo Statement of Financial Accounting Standard n. 19 "Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies" (SFAS 19).

Gli effetti cumulati relativi alla prima applicazione dello SFAS 143 sono stati contabilizzati come effetti relativi a modifica di criteri contabili. Gli effetti economici cumulati per gli esercizi precedenti al 1° gennaio 2003 hanno comportato un aumento dell'utile netto di 198 milioni di euro al netto del relativo effetto fiscale di 207 milioni di euro. Al 1° gennaio 2003 le immobilizzazioni materiali nette aumentano di 403 milioni di euro, il fondo smantellamento e ripristino siti diminuisce di 2 milioni di euro e il fondo imposte differite netto aumenta di 207 milioni di euro. All'effetto economico della prima applicazione dello SFAS 143 si aggiunge l'onere, al lordo dell'effetto fiscale, di 53 milioni di euro determinato come differenza tra l'applicazione dello SFAS 143 e l'applicazione dello SFAS 19.

Le variazioni relative alla passività per abbandono delle immobilizzazioni materiali sono le seguenti:

(milioni di €)	Pro-forma 2002 ^(a)	2003
Fondo smantellamento e ripristino siti al 1° gennaio	2.096	1.923
Oneri operativi	89	102
Incremento per nuove obbligazioni		52
Utilizzo a fronte oneri		(21)
Decremento per cessione di immobilizzazioni materiali		(20)
Differenze di cambio da conversione	(335)	(155)
Revisione delle stime precedenti		32
Altre variazioni	73	37
Fondo smantellamento e ripristino siti al 31 dicembre	1.923	1.950

(a) Pro-forma degli importi applicando lo SFAS 143 a partire dal 1° gennaio 2002. Se lo SFAS 143 fosse stato applicato nel 2002 l'utile netto sarebbe stato superiore di 2 milioni di euro e l'utile semplice per azione sarebbe rimasto invariato.

Principi contabili di recente emanazione

Nel gennaio 2003 il FASB ha emanato l'interpretazione n. 46 "*Consolidation of variable interest entities, an interpretation of ARB n. 51*" (FIN 46). La FIN 46 introduce una nuova definizione di impresa a interesse variabile (VIE). Sono considerate imprese a interesse variabile le imprese che per loro natura e costituzione presentano una delle seguenti caratteristiche: (i) hanno un capitale di rischio non sufficiente a finanziare l'attività dell'impresa senza supporti finanziari messi a disposizione da altri soggetti; (ii) l'esercizio dei diritti di voto non è proporzionale alla quota di partecipazione detenuta; (iii) l'esercizio dei diritti di voto non è proporzionale all'obbligo di ripianare le perdite; (iv) i diritti di voto non sono proporzionali alla distribuzione dell'attivo in caso di liquidazione. Le disposizioni della FIN 46 sono applicabili immediatamente alle imprese a interesse variabile costituite o acquisite dall'Eni successivamente al 31 gennaio 2003. Per le imprese a interesse variabile esistenti prima del 1° febbraio 2003, la FIN 46 sarà applicabile a partire dal 30 giugno 2004. L'informativa richiesta dalla FIN 46 è applicabile al bilancio consolidato dell'esercizio 2003 indipendentemente dalla data in cui si sono costituite le imprese a interesse variabile.

Nel gennaio 2003 il FASB ha emanato l'interpretazione n. 46-R (FIN 46-R) ridefinendo le fattispecie in cui è previsto il consolidamento delle imprese a interesse variabile. La FIN 46-R modifica in particolare i casi di eccezione disciplinati dalla FIN 46, specificatamente per quelle imprese che sottostanno alla nuova definizione di business o che risultano dal consolidamento di un'impresa a controllo statale. È permessa l'adozione della FIN 46-R alle imprese a interesse variabile costituite dopo il 31 gennaio 2003.

L'Eni ha deciso di non adottare subito la FIN 46-R e ha adempiuto alle disposizioni della FIN 46 includendo qualsiasi impresa a interesse variabile potenziale costituita dopo il 31 gennaio 2003. L'applicazione della FIN 46 non ha comportato alcun effetto per le imprese dell'Eni costituite dopo il 31 gennaio 2003. Per le imprese a interesse variabile esistenti prima del 1° febbraio 2003, l'Eni applicherà le disposizioni della FIN 46 a partire dall'esercizio 2004. L'Eni sta rivedendo il suo portafoglio partecipativo, inclusi i suoi rapporti con le parti correlate e più in generale qualsiasi accordo che la renderebbe beneficiaria principale di una impresa a interesse variabile. L'Eni allo stato attuale non è in grado di valutare se l'adozione della FIN 46 per le imprese a interesse variabile costituite prima del 1° febbraio 2003 avrà un significativo impatto sulla situazione patrimoniale, finanziaria e sul risultato economico del Gruppo secondo gli U.S. GAAP.

Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni sono presentate in accordo con lo Statement of Financial Accounting Standards n. 69 "Disclosures about Oil and Gas Producing Activities". Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle immobilizzazioni relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre immobilizzazioni utilizzate nelle attività di esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione.

(milioni di €)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.2002						
Immobilizzazioni relative a riserve certe ^(a)	8.030	6.782	6.377	8.112	5.638	34.939
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		527	130	684	1.593	2.934
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	251	43	174	49	51	568
Immobilizzazioni in corso	773	889	795	147	1.958	4.562
Costi capitalizzati lordi	9.054	8.241	7.476	8.992	9.240	43.003
Fondi ammortamento e svalutazione	(5.427)	(4.090)	(4.048)	(4.192)	(2.262)	(20.019)
Costi capitalizzati netti	3.627	4.151	3.428	4.800	6.978	22.984
31.12.2003						
Immobilizzazioni relative a riserve certe ^(a)	8.766	6.103	6.141	8.291	6.389	35.690
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		329	83	696	1.272	2.380
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	262	594	208	32	51	1.147
Immobilizzazioni in corso	826	1.254	1.098	223	1.413	4.814
Costi capitalizzati lordi	9.854	8.280	7.530	9.242	9.125	44.031
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.186)	(3.799)	(3.785)	(4.252)	(2.657)	(20.679)
Costi capitalizzati netti ^(b)	3.668	4.481	3.745	4.990	6.468	23.352

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati per pozzi e impianti relativi alle riserve certe.

(b) Gli importi indicati comprendono 385 milioni di euro relativi all'effetto dello SFAS 143 "Accounting for asset retirement obligations"; in particolare sono state incrementate le voci: Immobilizzazioni relative a riserve certe per 1.119 milioni di euro e Fondi ammortamenti e svalutazioni per 734 milioni di euro.

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi imputati all'attivo patrimoniale o al conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
2001						
Acquisizioni di riserve certe	14	503		1.411	1.254	3.182
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		438		495	704	1.637
Costi di ricerca	89	139	97	166	598	1.089
Costi di sviluppo	600	498	698	328	1.337	3.461
Totale costi sostenuti ^(a)	703	1.578	795	2.400	3.893	9.369
2002						
Acquisizioni di riserve certe				104	24	128
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				22	167	189
Costi di ricerca	69	116	203	84	430	902
Costi di sviluppo	440	724	986	316	1.622	4.088
Totale costi sostenuti	509	840	1.189	526	2.243	5.307
2003						
Acquisizioni di riserve certe				308	8	316
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				125	6	131
Costi di ricerca	67	80	138	125	243	653
Costi di sviluppo ^(b)	449	1.106	1.268	286	1.454	4.563
Totale costi sostenuti ^(c)	516	1.186	1.406	844	1.711	5.663

(a) Gli importi indicati comprendono il costo di acquisizione della Lasmo Plc per 5.084 milioni di euro al netto del relativo effetto fiscale (SFAS 109 "Accounting for income taxes") di 974 milioni di euro; in particolare sono state incrementate le voci: (i) Acquisizioni di riserve certe per 3.115 milioni di euro; (ii) Acquisizioni di riserve probabili e possibili per 1.637 milioni di euro; (iii) Costi di ricerca per 332 milioni di euro.

(b) Gli importi indicati comprendono 84 milioni di euro relativi ai costi capitalizzati nel 2003 per l'abbandono di immobilizzazioni materiali secondo lo SFAS 143 "Accounting for asset retirement obligations".

(c) Gli importi indicati comprendono il costo di acquisizione della Fortum Petroleum AS (ora Eni Norge AS) per 434 milioni di euro al netto del relativo effetto fiscale (SFAS 109 "Accounting for income taxes") di 514 milioni di euro; in particolare sono state incrementate per l'area Mare del Nord le voci: (i) Acquisizioni di riserve certe per 308 milioni di euro; (ii) Acquisizioni di riserve probabili e possibili per 109 milioni di euro; (iii) Costi di ricerca per 17 milioni di euro.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, incluso il servizio per la modulazione dell'offerta di gas a fronte delle escursioni stagionali della domanda, derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di "holding" o quote di ammortamento per goodwill e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato dell'Eni. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal partner a controllo statale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di "Profit oil". Le relative imposte sul reddito sono state calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel paese in cui l'impresa opera all'utile ante imposte derivante dalle attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
2001						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	3.160	1.440	1.807	1.265	322	7.994
- vendite a terzi	140	1.181	169	1.250	1.271	4.011
Totale ricavi	3.300	2.621	1.976	2.515	1.593	12.005
Costi operativi	(327)	(337)	(221)	(495)	(270)	(1.650)
Imposte sulla produzione	(152)	(124)	(256)	(27)	(36)	(595)
Costi di ricerca	(77)	(104)	(70)	(51)	(326)	(628)
Ammortamenti e svalutazioni	(474)	(417)	(315)	(704)	(612)	(2.522)
Altri (oneri) proventi	(87)	(129)	(129)	(79)	(214)	(638)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.183	1.510	985	1.159	135	5.972
Imposte sul risultato	(877)	(605)	(628)	(672)	(136)	(2.918)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.306	905	357	487	(1)	3.054
2002						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.871	1.673	1.856	1.748	281	8.429
- vendite a terzi	253	1.226	186	695	1.414	3.774
Totale ricavi	3.124	2.899	2.042	2.443	1.695	12.203
Costi operativi	(218)	(352)	(317)	(490)	(237)	(1.614)
Imposte sulla produzione	(138)	(110)	(210)	(20)	(47)	(525)
Costi di ricerca	(80)	(71)	(116)	(117)	(294)	(678)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(528)	(532)	(390)	(863)	(758)	(3.071)
Altri (oneri) proventi	(258)	(186)	(122)	(47)	(183)	(796)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.902	1.648	887	906	176	5.519
Imposte sul risultato	(751)	(852)	(578)	(445)	(83)	(2.709)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.151	796	309	461	93	2.810
2003						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.609	1.469	1.946	1.913	345	8.282
- vendite a terzi	153	1.188	164	822	1.595	3.922
Totale ricavi	2.762	2.657	2.110	2.735	1.940	12.204
Costi operativi	(222)	(316)	(283)	(446)	(235)	(1.502)
Imposte sulla produzione	(136)	(97)	(235)	(11)	(79)	(558)
Costi di ricerca	(89)	(70)	(113)	(96)	(276)	(644)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(458)	(420)	(377)	(759)	(734)	(2.748)
Altri (oneri) proventi	(170)	(264)	(121)	14	(289)	(830)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143) ^(b)	(37)	(5)	(14)	(42)	(4)	(102)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.650	1.485	967	1.395	323	5.820
Imposte sul risultato	(629)	(788)	(617)	(750)	(111)	(2.895)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.021	697	350	645	212	2.925

(a) Include svalutazioni di asset per 227 milioni di euro nel 2002 e per 210 milioni di euro nel 2003.

(b) Rappresenta l'effetto finanziario per il trascorrere del tempo della futura obbligazione legata ai costi di abbandono secondo lo SFAS 143 "Accounting for asset retirement obligations".

Riserve di petrolio e gas naturale

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano le quantità stimate di greggio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato, cioè ai prezzi e costi alla data in cui viene fatta la valutazione. I prezzi tengono conto solo delle variazioni previste dai contratti ma non degli aumenti dovuti a situazioni future. Le riserve certe non comprendono le royalty dovute a terzi.

Le riserve certe sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facility e metodi operativi esistenti.

Le riserve certe non sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite nuovi pozzi e infrastrutture su aree non perforate o tramite pozzi esistenti, per i quali sia richiesta una spesa relativamente consistente per la loro messa in produzione.

Le riserve di petrolio e di gas naturale attese attraverso l'iniezione di liquidi o con altre tecniche atte a migliorare il recupero primario sono incluse nelle riserve certe solo dopo aver verificato, attraverso la produzione o progetti pilota, il buon esito degli interventi effettuati.

Le definizioni utilizzate dall'Eni per le riserve certe di petrolio e gas rispecchiano le regole specifiche fissate dalla "U.S. Securities and Exchange Commission". Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2000, 2001, 2002 e 2003 sono basate sui dati elaborati dall'Eni.

Eni opera tramite "Production Sharing Agreement" (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare ("Cost oil") e del "Profit oil" di spettanza Eni. Sono inoltre incluse nelle riserve le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico dell'Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione.

Le riserve certe comprendono le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo e i volumi di gas naturale presenti nei campi di stoccaggio dell'Eni in Italia. Le riserve di gas in questi campi sono costituite dalle riserve residue di giacimento e dai volumi di gas immessi in periodi successivi provenienti da altri campi di proprietà dell'Eni. Non sono inclusi i volumi di terzi o acquistati da terzi. Il gas prelevato dagli stoccaggi risulta prodotto e quindi dedotto dai volumi delle riserve certe quando venduto ad acquirenti terzi.

I metodi di valutazione delle riserve certe e di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono richiedere delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sulla quantità delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dalle quantità di petrolio e di gas naturale che alla fine verranno effettivamente estratte.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale dell'Eni per gli anni 2001, 2002 e 2003.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

Riserve certe di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2000 ⁽¹⁾	296	1.039	934	455	698	3.422
(1) Quota Eni delle riserve certe detenute tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						131
Acquisizioni		118		120	248	486
Revisioni di precedenti stime	29	79	91	37	20	256
Miglioramenti di recupero		11	16	6		33
Estensioni e nuove scoperte	9	8	21	8	24	70
Produzione	(25)	(84)	(81)	(74)	(50)	(314)
Cessioni			(5)			(5)
Riserve al 31.12.2001	309	1.171	976	552	940	3.948
Acquisizioni				13	12	25
Revisioni di precedenti stime	2	(31)	112	4	(33)	54
Miglioramenti di recupero		14	1			15
Estensioni e nuove scoperte	11	10	14	18	104	157
Produzione	(30)	(92)	(81)	(77)	(54)	(334)
Cessioni	(37)			(12)	(33)	(82)
Riserve al 31.12.2002	255	1.072	1.022	498	936	3.783
Acquisizioni				86		86
Revisioni di precedenti stime	21	51	59	52	153	336
Miglioramenti di recupero		15	16			31
Estensioni e nuove scoperte	6	32	28		214	280
Produzione	(30)	(90)	(87)	(86)	(64)	(357)
Cessioni				(21)		(21)
Riserve al 31.12.2003	252	1.080	1.038	529	1.239	4.138

(milioni di barili)

Riserve certe sviluppate di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2000 ⁽¹⁾	144	650	487	303	189	1.773
Riserve al 31.12.2001	171	685	539	476	443	2.314
Riserve al 31.12.2002	168	610	554	426	483	2.241
Riserve al 31.12.2003	173	640	560	464	610	2.447

(1) Quota Eni delle riserve certe e sviluppate detenute al 31.12.2000 tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)

56

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

Gas naturale

(milioni di metri cubi)

Riserve certe di gas naturale	Italia ^(a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2000 ⁽¹⁾	173.451	145.894	26.113	40.143	32.704	418.305
(1) Quota Eni delle riserve certe detenute tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						14.173
Acquisizioni	485			14.181	30.939	45.605
Revisioni di precedenti stime	(1.041)	15.254	355	4.190	23.580	42.338
Miglioramenti di recupero				14		14
Estensioni e nuove scoperte	1.869	18	497	121	5.730	8.235
Produzione	(15.048)	(5.179)	(755)	(4.968)	(5.011)	(30.961)
Cessioni				(114)		(114)
Riserve al 31.12.2001	159.716	155.987	26.210	53.567	87.942	483.422
Acquisizioni				2.454		2.454
Revisioni di precedenti stime	604	7.281	216	3.266	35.061	46.428
Estensioni e nuove scoperte	2.946	269	18.008	2.095	6.316	29.634
Produzione	(12.905)	(6.006)	(1.020)	(5.697)	(6.458)	(32.086)
Cessioni	(432)			(1.918)		(2.350)
Riserve al 31.12.2002	149.929	157.531	43.414	53.767	122.861	527.502
Acquisizioni	295			12.041	212	12.548
Revisioni di precedenti stime	(21.753)	(3.469)	4.873	3.923	9.197	(7.229)
Estensioni e nuove scoperte	2.387	6.847		10	2.826	12.070
Produzione	(12.892)	(6.087)	(1.390)	(6.490)	(7.795)	(34.654)
Cessioni				(310)		(310)
Riserve al 31.12.2003	117.966	154.822	46.897	62.941	127.301	509.927

(milioni di metri cubi)

Riserve certe sviluppate di gas naturale	Italia ^(a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2000 ⁽¹⁾	113.601	28.570	16.861	22.926	18.389	200.347
Riserve al 31.12.2001	103.789	31.217	16.543	48.737	34.568	234.854
Riserve al 31.12.2002	96.206	30.690	24.429	48.899	36.335	236.559
Riserve al 31.12.2003	83.996	27.226	24.520	58.754	95.008	289.504
(1) Quota Eni delle riserve certe e sviluppate detenute al 31.12.2000 tramite società valutate al patrimonio netto (Lasmo Plc)						9.316

(a) I dati al 31 dicembre 2000, 2001, 2002 e 2003 comprendono rispettivamente, 22.183, 20.618, 22.065 e 21.144 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando i prezzi di fine anno dell'olio e del gas alla stima delle produzioni future delle riserve certe. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I flussi di cassa futuri al 31 dicembre 2001, 2002 e 2003 includono i pagamenti annuali che la divisione Gas & Power dell'Eni e altre società di trasporto e distribuzione gas terze effettueranno per assicurarsi il soddisfacimento di specifici picchi di domanda. Tale capacità è ottenuta attraverso l'utilizzazione di gas estratto dai campi di produzione e immesso nei campi di stoccaggio.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei paesi nei quali l'Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle sopracitate riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole dello "Statement of Financial Accounting Standard n. 69". Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe dell'Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
(milioni di €)						
31.12.2001						
Entrate di cassa future	32.310	37.780	20.154	17.444	20.715	128.403
Costi futuri di produzione	(5.344)	(10.941)	(5.779)	(4.466)	(5.073)	(31.603)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.577)	(5.284)	(3.194)	(1.593)	(2.607)	(15.255)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	24.389	21.555	11.181	11.385	13.035	81.545
Imposte sul reddito future	(8.918)	(9.258)	(6.374)	(5.584)	(3.119)	(33.253)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	15.471	12.297	4.807	5.801	9.916	48.292
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(6.925)	(6.612)	(1.992)	(1.611)	(4.381)	(21.521)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	8.546	5.685	2.815	4.190	5.535	26.771
31.12.2002						
Entrate di cassa future	32.809	41.797	29.242	19.645	26.500	149.993
Costi futuri di produzione	(4.367)	(10.354)	(6.795)	(4.748)	(4.310)	(30.574)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.755)	(3.880)	(2.706)	(1.523)	(2.459)	(13.323)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	25.687	27.563	19.741	13.374	19.731	106.096
Imposte sul reddito future	(8.885)	(12.164)	(11.320)	(7.598)	(5.593)	(45.560)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	16.802	15.399	8.421	5.776	14.138	60.536
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.471)	(7.411)	(3.534)	(1.577)	(6.063)	(26.056)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	9.331	7.988	4.887	4.199	8.075	34.480
31.12.2003						
Entrate di cassa future	24.641	36.484	25.074	19.590	28.505	134.294
Costi futuri di produzione	(3.879)	(7.868)	(5.847)	(5.458)	(4.763)	(27.815)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.080)	(3.762)	(2.005)	(1.084)	(2.575)	(11.506)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	18.682	24.854	17.222	13.048	21.167	94.973
Imposte sul reddito future	(6.113)	(10.296)	(8.979)	(7.614)	(6.073)	(39.075)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	12.569	14.558	8.243	5.434	15.094	55.898
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.056)	(6.646)	(3.130)	(1.872)	(7.930)	(24.634)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	7.513	7.912	5.113	3.562	7.164	31.264

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2001, 2002 e 2003.

(milioni di €)	2001	2002	2003
Valore all'inizio dell'esercizio	32.701	26.771	34.480
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(9.760)	(10.064)	(10.144)
- variazioni nette dei prezzi di vendita futuri, al netto dei costi di produzione	(16.754)	18.936	(1.050)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.027	1.810	1.855
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.527)	(2.697)	(3.576)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	3.342	4.287	4.864
- revisioni delle quantità stimate	3.397	1.715	2.348
- effetto dell'attualizzazione	5.628	4.279	5.585
- variazione netta delle imposte sul reddito	5.618	(9.318)	105
- acquisizioni di riserve	4.443	387	1.488
- cessioni di riserve	(34)	(646)	(222)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(310)	(980)	(4.469)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(5.930)	7.709	(3.216)
Valore alla fine dell'esercizio	26.771	34.480	31.264

relazione della società di revisione



PricewaterhouseCoopers SpA

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO
156 DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58**Agli Azionisti della
Eni SpA

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato della Eni SpA e controllate (Gruppo Eni) chiuso al 31 dicembre 2003. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
- 2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

La responsabilità dei lavori di revisione contabile dei bilanci di alcune società controllate (principalmente Snam Rete Gas SpA, Gruppo Saipem, Società Italiana per il Gas pA, Italgas Più SpA e AgipFuel SpA), che rappresentano rispettivamente il 27 per cento dell'attivo consolidato e il 19 per cento dei ricavi consolidati al netto delle accise (21 per cento dei ricavi netti della gestione caratteristica), è di altri revisori.

Il bilancio consolidato presenta, ai fini comparativi, i dati dell'esercizio precedente, in conformità a quanto richiesto dalla legge; inoltre sono inclusi, per una migliore informativa, anche i dati del conto economico dell'esercizio 2001. Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 29 aprile 2003. Per il giudizio relativo al bilancio di cui è parte il conto economico dell'esercizio 2001, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 19 aprile 2002.

- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2003 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico del Gruppo.

Roma, 26 aprile 2004

PricewaterhouseCoopers SpA

Alberto Giussani
(Revisore contabile)

PAGINA BIANCA