

O) Proventi e oneri straordinari

I principi contabili italiani relativi all'individuazione delle voci di carattere straordinario differiscono dagli U.S. GAAP. Inoltre gli U.S. GAAP prevedono che i proventi e gli oneri straordinari comprendano il relativo effetto fiscale. I proventi e gli oneri rilevati come straordinari nei periodi considerati non sono ritenuti tali secondo gli U.S. GAAP e sono stati riclassificati nell'ambito del risultato operativo o tra i proventi e gli oneri della gestione ordinaria.

P) Vendita di titoli di Stato

L'Eni ha considerato la vendita di titoli di Stato al valore nominale con l'impegno di riacquisto allo stesso valore, effettuata prevalentemente a dipendenti, come una vendita di titoli e ha imputato il relativo provento a conto economico. Secondo gli U.S. GAAP, questa operazione è equiparata a un finanziamento passivo. In applicazione di questo criterio, i titoli rimangono iscritti tra le attività, mentre l'ammontare incassato a fronte della cessione è considerato un debito finanziario. I proventi e gli oneri derivanti da queste operazioni non sono significativi.

Q) Riclassificazione delle rimanenze

Le scorte obbligatorie dell'Eni si riferiscono principalmente alle società italiane. Secondo la normativa italiana le società petrolifere sono obbligate a detenere in scorta delle quantità minime di gas naturale e di prodotti petroliferi (scorte obbligatorie). L'Eni iscrive tra le rimanenze il greggio, i prodotti petroliferi e il gas naturale che costituiscono scorte obbligatorie o strategiche. Queste rimanenze sono valutate secondo il criterio del minor valore tra il costo e il mercato.

Secondo gli U.S. GAAP, le attività sono correnti se si presume che diventino denaro, vengano vendute o consumate durante il normale ciclo produttivo dell'attività che per l'Eni è di 12 mesi. Le scorte obbligatorie non possono considerarsi attività correnti ai fini U.S. GAAP perché non saranno vendute o consumate nei prossimi 12 mesi e, pertanto, sono iscritte tra le attività non correnti alla voce "Rimanenze immobilizzate (scorte d'obbligo)".

R) Utile complessivo

L'utile complessivo non è previsto dai principi contabili italiani.

Gli U.S. GAAP prevedono che il risultato netto del periodo sia rettificato, a titolo informativo, applicando lo *Statement of Financial Accounting Standards* n. 130 *Reporting Comprehensive Income* (SFAS 130). Le rettifiche riguardano le variazioni del patrimonio netto non risultanti dal conto economico e non derivanti da rapporti con gli azionisti. La rettifica non comprende gli effetti fiscali relativi alla riserva per differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese estere di cui non è previsto l'utilizzo, avvalendosi della facoltà concessa dagli U.S. GAAP indicata al punto "Imposte sul reddito differite e anticipate".

S) Utile per azione

Secondo i principi contabili italiani, l'utile per azione degli esercizi precedenti messi a confronto è rettificato per includere nel numero medio ponderato delle azioni in circolazione degli esercizi precedenti le azioni gratuite emesse nell'esercizio a fronte dei piani di *stock grant* emessi dall'Eni fino al 31 dicembre 2002 assimilando l'operazione a un aumento gratuito di capitale.

Secondo gli U.S. GAAP, l'utile per azione degli esercizi precedenti messi a confronto non è rettificato perché la rilevazione del costo dei piani di *stock grant* a conto economico rende l'emissione delle azioni gratuite assimilabile a un aumento a pagamento.

L'effetto di questa differenza non determina effetti significativi.

A partire dall'esercizio 2003, i piani di *stock grant* e *stock option* emessi dall'Eni vengono rilevati ai fini *Italian GAAP* con criteri equivalenti ai principi contabili U.S. GAAP e, pertanto, non determinano differenze significative nel calcolo dell'utile per azione ai fini U.S. GAAP.

T) Garanzie

Secondo i principi contabili italiani le garanzie sono rilevate tra i conti d'ordine; quando la garanzia fa emergere l'esistenza certa o probabile di un onere, l'ammontare stimato è stanziato in un apposito fondo.

Secondo gli *U.S. GAAP* quando viene emessa una garanzia bisogna rilevare una passività rappresentativa del valore di mercato dell'impegno ad adempiere all'obbligazione assunta generalmente corrispondente al valore attuale delle commissioni dovute dal soggetto garantito.

L'effetto di questa differenza non determina effetti significativi.

U) Fondi per rischi e oneri

Secondo i principi contabili italiani, gli oneri che l'impresa prevede di sostenere per incentivare l'esodo del personale in esubero sono iscritti alla voce "Fondi per rischi e oneri - Altri" nell'esercizio in cui l'impresa ha definito formalmente il programma di riduzione del personale, sono stati emanati i provvedimenti legislativi o raggiunti, se necessari, gli accordi sindacali e/o contrattuali e sia possibile stimare ragionevolmente l'onere da sostenere. I costi associati alla chiusura dei siti sono rilevati nell'esercizio in cui il sostenimento della passività è probabile ed è possibile stimare ragionevolmente l'onere da sostenere.

Ai fini *U.S. GAAP* gli oneri che l'impresa prevede di sostenere per incentivare l'esodo del personale in esubero, definito su basi volontarie, sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui è stato raggiunto l'accordo con il dipendente. I costi associati alla chiusura dei siti sono rilevati in presenza di un'obbligazione attuale verso terzi, legale o implicita, derivante da eventi passati tali da non consentire all'impresa nessuna realistica alternativa se non quella di adempiere l'obbligazione.

26 Riconciliazione dell'utile dell'esercizio e del patrimonio netto determinati applicando i principi contabili italiani con quelli determinati secondo gli U.S. GAAP

Di seguito sono riepilogate le rettifiche più rilevanti degli utili degli esercizi 2002, 2003 e 2004 e del patrimonio netto al 31 dicembre 2003 e 2004 che sarebbero necessarie qualora venissero applicati gli U.S. GAAP invece dei principi contabili italiani:

Riconciliazione dell'utile di esercizio

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Utile dell'esercizio risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	4.593	5.585	7.274
Variatione in aumento (diminuzione) dell'utile netto:			
A. effetto delle differenze di principio <i>Italian GAAP/U.S. GAAP</i> sulle imprese consolidate secondo gli <i>Italian GAAP</i> e valutate con il criterio del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP ^(a)	56	44	33
A. effetto delle differenze di principio <i>Italian GAAP/U.S. GAAP</i> sulle imprese valutate con il criterio del patrimonio netto	106	107	134
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	222	23	(79)
C. effetto delle svalutazioni e rivalutazioni delle immobilizzazioni	71	74	(5)
D. effetto dell'eliminazione delle rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni	37	(30)	4
E. imposte sul reddito differite e anticipate	(16)	286	(928)
F. utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	(67)	(179)	(116)
G. rettifica ammortamenti su differenza da consolidamento e avviamento	29	94	80
G. effetto relativo alle attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)		(6)	(5)
H. effetto dell'imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	(33)	1	6
I. contratti derivati	54	(51)	(106)
J. azioni assegnate a dipendenti	(9)	(15)	(18)
K. effetto dell'eliminazione dei costi di aumento del capitale sociale	6	8	7
M. effetto relativo agli oneri di smantellamento e ripristino siti (SFAS 143)		(53)	109
U. effetto relativo allo stanziamento di fondi per rischi e oneri	60	56	12
Altre rettifiche			52
Rettifica delle plusvalenze da cessione di quote di patrimonio netto di imprese consolidate a seguito delle rettifiche U.S. GAAP			(215)
Effetto delle rettifiche U.S. GAAP sull'utile di terzi azionisti ^(b)	183	154	162
Rettifiche nette	699	513	(873)
Utile netto dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP al lordo della prima applicazione dello SFAS 143	5.292	6.098	6.401
Effetto della prima applicazione dello SFAS 143 ^(c)		198	
Utile netto dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP	5.292	6.296	6.401
Utile semplice per azione sull'utile netto al lordo della prima applicazione dello SFAS 143 ^(d)		1,61	
Utile semplice per azione sulla prima applicazione dello SFAS 143 ^(d)		0,05	
Utile semplice per azione sull'utile al netto della prima applicazione dello SFAS 143 ^(d)	1,38	1,67	1,70
Utile semplice per ADS sull'utile al netto della prima applicazione dello SFAS 143 (calcolato su 5 azioni per ADS) ^(d)	6,92	8,33	8,49

(a) La rettifica riguarda l'effetto complessivo di tutte le differenze tra i principi contabili italiani e quelli U.S. GAAP relativo alle imprese consolidate secondo gli Italian GAAP e valutate con il criterio del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP; la rettifica è riferita alla Saipem SpA e rispettive controllate per il 2004 e il 2003 e all'Italgas SpA e alla Saipem SpA e rispettive controllate per il 2002.

(b) La rettifica riguarda la quota di competenza dei terzi azionisti sulle rettifiche da B a U che sono indicate per il 100% anche se riferite a imprese possedute con percentuale inferiore.

(c) Effetto cumulato per gli esercizi precedenti al 1° gennaio 2003 al netto del relativo effetto fiscale di 207 milioni di euro.

(d) Unità di euro.

Discontinued operations

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Analisi dell'utile netto U.S. GAAP			
<i>Continuing operation</i>	5.300	6.226	6.217
<i>Discontinuing operation</i>	(8)	70	184
	5.292	6.296	6.401

Nell'ambito del processo di razionalizzazione del portafoglio minerario, finalizzato ad accrescerne il valore mediante la focalizzazione nelle aree strategiche con potenzialità di crescita e il disimpegno dalle aree marginali, nel 2004 sono stati venduti i seguenti *asset*: (i) le quote di partecipazione nei Blocchi T (Eni operatore con l'88,74%) e B (Eni operatore con la quota media del 70,2%) localizzati nella parte britannica del Mare del Nord di fronte alla costa scozzese; (ii) le quote di partecipazione nei giacimenti a gas Markham e JC3 nella parte meridionale del Mare del Nord; (iii) gli *asset* minerari in Gabon (la quota dell'80% del giacimento petrolifero *offshore* di Limande e 3 permessi esplorativi); (iv) altri *asset* minori.

Nell'ambito della strategia di concentrazione in Europa della presenza dell'Eni nel *downstream* petrolifero, nell'agosto 2004 è stata venduta alla brasiliana Petrobras la partecipazione del 100% posseduta dall'Eni nella società Agip do Brasil SA, attiva nella distribuzione di prodotti petroliferi.

Nell'ambito della strategia di riduzione del capitale investito nel settore Petrochimica, nel gennaio 2004 è stata finalizzata la vendita dello stabilimento per la produzione di elastomeri localizzato a Baytown in Texas.

Nell'ottobre 2004 è stato venduto il ramo d'azienda per lo smaltimento dei rifiuti di Ravenna.

Gli utili e le perdite di queste attività, comprese le plusvalenze o minusvalenze da vendita e le svalutazioni effettuate per adeguarle al presunto valore di realizzo, sono indicate come *discontinued operations* per i periodi presentati della riconciliazione dell'utile secondo i principi contabili italiani con quello determinato secondo gli U.S. GAAP.

Riconciliazione del patrimonio netto

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Patrimonio netto risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	26.696	30.338
Variazione in aumento (diminuzione) del patrimonio netto: ^(a)		
A. effetto delle differenze di principio <i>Italian GAAP/U.S. GAAP</i> sulle imprese consolidate secondo gli <i>Italian GAAP</i> e valutate con il criterio del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP ^(b)	52	85
A. effetto delle differenze di principio <i>Italian GAAP/U.S. GAAP</i> sulle imprese valutate con il criterio del patrimonio netto	213	347
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	2.253	2.072
C. eliminazione delle svalutazioni e delle rivalutazioni delle immobilizzazioni	35	33
D. eliminazione delle rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni	(80)	(75)
E. imposte sul reddito differite e anticipate	(3.207)	(4.212)
F. utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	2.551	2.435
G. differenza da consolidamento e avviamento	121	296
G. attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)	(6)	(11)
H. imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	667	671
I. contratti derivati	61	(42)
K. costi di aumento del capitale sociale	(17)	(10)
L. valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita	17	22
M. oneri di smantellamento e ripristino siti (<i>SFAS 143</i>)	441	533
U. fondi per rischi e oneri	116	128
Altre rettifiche		57
Effetto delle rettifiche U.S. GAAP sul capitale e sulle riserve di terzi ^(c)	(965)	(1.018)
Rettifiche nette	2.252	1.311
Patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP	28.948	31.649

(a) Le variazioni in aumento (diminuzione) del patrimonio netto relative alle imprese con bilanci in moneta diversa dall'euro sono convertite in euro al tasso di cambio in essere alla fine di ciascun periodo.

(b) La rettifica riguarda l'effetto complessivo di tutte le differenze tra i principi contabili italiani e quelli U.S. GAAP relativo alle imprese consolidate secondo gli Italian GAAP e valutate con il criterio del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP; la rettifica è riferita alla Saipem SpA e rispettive controllate.

(c) La rettifica riguarda la quota di competenza dei terzi azionisti sulle rettifiche da B a U che sono indicate per il 100% anche se riferite a imprese possedute con percentuale inferiore.

Il patrimonio netto approssimato secondo gli U.S. GAAP comprende altre componenti dell'utile complessivo, in negativo, di 2.748 e 3.531 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2003 e 2004. Queste componenti riguardano principalmente le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro; i valori indicati sono al lordo del relativo effetto fiscale differito. Il decremento delle altre componenti dell'utile complessivo di 783 milioni di euro riguarda le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (783 milioni di euro; di cui circa 550 milioni di euro relativi alle imprese con bilanci in dollari USA).

I valori dello stato patrimoniale che risulterebbero qualora fossero applicati gli U.S. GAAP sono i seguenti:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide e disponibilità liquide equivalenti	1.224	988
Titoli	1.462	1.475
Crediti	14.193	13.904
Rimanenze	2.266	2.273
Ratei e risconti attivi	601	494
Totale attività correnti	19.746	19.134
Attività non correnti		
Immobilizzazioni materiali	38.468	39.652
Rimanenze immobilizzate (scorte d'obbligo)	721	662
Crediti	1.602	2.151
Partecipazioni	4.010	4.331
Immobilizzazioni immateriali	5.547	5.125
Altre attività	1.901	1.299
Totale attività non correnti	52.249	53.220
TOTALE ATTIVITÀ	71.995	72.354
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Debiti finanziari a breve termine	7.470	4.474
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine	672	935
Debiti commerciali	5.146	5.385
Anticipi	798	726
Debiti tributari	2.661	2.423
Ratei e risconti passivi e altri debiti	3.971	3.875
Totale passività correnti	20.718	17.818
Passività non correnti		
Debiti finanziari a lungo termine	8.002	7.288
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	524	556
Fondi per rischi e oneri	5.444	5.698
Fondo imposte	5.943	6.579
Ratei e risconti passivi e altri debiti	594	461
Totale passività non correnti	20.507	20.582
TOTALE PASSIVITÀ	41.225	38.400
Capitale e riserve di terzi azionisti	1.822	2.305
Patrimonio netto dell'Eni		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.004.424.476 azioni del valore nominale di 1 euro (4.002.922.176 azioni al 31 dicembre 2003)	4.003	4.004
Riserve	21.813	24.473
Azioni proprie in portafoglio	(3.164)	(3.229)
Utile dell'esercizio	6.296	6.401
Totale patrimonio netto dell'Eni	28.948	31.649
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	71.995	72.354

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

I valori relativi alle immobilizzazioni materiali determinati secondo gli U.S. GAAP sono i seguenti:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Immobilizzazioni materiali al netto delle svalutazioni:		
- Exploration & Production	38.851	39.584
- Gas & Power	18.974	20.106
- Refining & Marketing	8.479	8.568
- Petrolchimica	3.780	3.793
- Ingegneria e Costruzioni	108	110
- Altre attività	1.567	1.511
- Corporate e società finanziarie	146	191
	71.905	73.863
Fondi ammortamento:		
- Exploration & Production	17.678	18.155
- Gas & Power	6.605	6.896
- Refining & Marketing	5.270	5.214
- Petrolchimica	2.522	2.564
- Ingegneria e Costruzioni	64	69
- Altre attività	1.242	1.229
- Corporate e società finanziarie	56	84
	33.437	34.211
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Exploration & Production	21.173	21.429
- Gas & Power	12.369	13.210
- Refining & Marketing	3.209	3.354
- Petrolchimica	1.258	1.229
- Ingegneria e Costruzioni	44	41
- Altre attività	325	282
- Corporate e società finanziarie	90	107
	38.468	39.652

Con riguardo al conto economico, si espongono di seguito l'ammontare dell'utile (perdita) operativo per settore e dell'utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte sul reddito che risulterebbero qualora fossero applicati gli U.S. GAAP:

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Utile (perdita) operativo per settore			
Exploration & Production	5.494	5.661	7.946
Gas & Power	2.666	3.537	3.371
Refining & Marketing	303	617	811
Petrolchimica	(141)	(97)	281
Ingegneria e Costruzioni	(14)	2	(52)
Altre attività	(237)	(204)	(364)
Corporate e società finanziarie	(210)	(301)	(254)
	7.861	9.215	11.739
Utile prima delle imposte e della prima applicazione dello SFAS 143	8.350	9.274	12.324
Effetto della prima applicazione dello SFAS 143 al lordo dell'effetto fiscale		405	
Utile prima delle imposte	8.350	9.679	12.324

L'utile (perdita) operativo per settore di attività relativo all'esercizio 2002 è stato riclassificato sulla base dei nuovi raggruppamenti di attività. In particolare, nelle "Altre attività" è confluito l'utile (perdita) operativo relativo alla Syndial SpA e sue controllate in precedenza incluso nella "Petrolchimica" e dalle "Altre attività" è stato scorporato l'utile (perdita) operativo relativo al nuovo raggruppamento "Corporate e società finanziarie". Inoltre, a seguito dell'incorporazione dell'EniData SpA nell'Eni SpA l'utile operativo dell'attività informatica relativo agli esercizi 2002 e 2003 è stato riclassificato dalle "Altre attività" all'attività "Corporate e società finanziarie".

[27] Informazioni supplementari di bilancio richieste dagli U.S. GAAP e dalla SEC**Oneri relativi allo smantellamento e ripristino siti (SFAS 143)**

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

(milioni di euro)	2003	2004
Fondo smantellamento e ripristino siti al 1° gennaio	1.923	1.950
Incremento per nuove obbligazioni	52	193
Oneri operativi	102	80
Revisione delle stime precedenti	32	40
Utilizzo a fronte oneri	(21)	(32)
Decremento per cessione di immobilizzazioni materiali	(20)	(234)
Differenze di cambio da conversione	(155)	(36)
Altre variazioni	37	(2)
Fondo smantellamento e ripristino siti al 31 dicembre	1.950	1.959

Piani di azionariato dei dipendenti

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti, l'Eni ha definito dei piani di assegnazione di azioni gratuite e di assegnazione di diritti di opzione. Le condizioni generali dei piani sono illustrate nel paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio di esercizio dell'Eni SpA.

I costi relativi ai piani di *stock grant* e *stock option* emessi fino al 31 dicembre 2002 sono stati determinati in applicazione dell'*Accounting Principles Board Opinion* n. 25 (APB 25) come consentito dallo *Statement of Financial Accounting Standards* n. 123 *Accounting for Stock - Based Compensation* (SFAS 123) e sono compresi nell'utile dell'esercizio determinato secondo gli U.S. GAAP (nota n. 26). I costi relativi ai piani di *stock grant* e *stock option* emessi dal 2003 sono stati determinati con criteri analoghi allo SFAS 123 e sono compresi nell'utile dell'esercizio secondo gli *Italian GAAP*.

Informazioni aggiuntive richieste dallo SFAS 123

Al 31 dicembre 2004 sono assegnate n. 11.789.000 opzioni per l'acquisto di n. 11.789.000 azioni dell'Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono al piano 2002 per n. 3.268.500 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, al piano 2003 per n. 4.527.000 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione e al piano 2004 per n. 3.993.500 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione.

Al 31 dicembre 2004 la vita media residua delle opzioni è di 5 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 6 anni e 7 mesi per il piano 2003 e di 7 anni e 7 mesi per il piano 2004.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate nel 2002, nel 2003 e nel 2004 era rispettivamente di 5,39, 1,50 e 2,01 euro per azione ed è stato determinato applicando il metodo Black-Scholes con le seguenti assunzioni:

	2002	2003	2004
Tasso d'interesse privo di rischio (%)	3,5	3,16	3,21
Durata (anni)	8	8	8
Volatilità implicita (%)	43	22	19
Dividendi attesi (%)	4,5	5,35	4,5

Applicando lo SFAS 123 anziché l'APB 25 per la determinazione dei costi relativi alle opzioni assegnate nel 2002 l'utile dell'esercizio e l'utile per azione secondo gli U.S. GAAP sarebbero stati i seguenti:

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Utile netto secondo gli U.S. GAAP	5.292	6.296	6.401
Pro-forma effetto economico applicando lo SFAS 123 (<i>fair value</i>) al netto degli effetti economici derivanti dall'applicazione dell'APB 25 di 0, 0 e (9) milioni di euro rispettivamente per il 2002, 2003 e 2004	(3)	(6)	3
Pro-forma utile netto secondo gli U.S. GAAP	5.289	6.290	6.404
Pro-forma utile per azione secondo gli U.S. GAAP ^(a)	1,38	1,66	1,70

(a) Unità di euro.

Utile complessivo

Gli U.S. GAAP prevedono che il risultato netto del periodo sia rettificato, a titolo informativo, applicando lo *Statement of Financial Accounting Standards* n. 130 *Reporting Comprehensive Income* (SFAS 130). Le rettifiche riguardano le variazioni del patrimonio netto non risultanti dal conto economico e non derivanti da rapporti con gli azionisti. La rettifica non comprende gli effetti fiscali relativi alla riserva per differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro di cui non è previsto l'utilizzo, avvalendosi della facoltà concessa dagli U.S. GAAP indicata al punto "Imposte sul reddito differite e anticipate".

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Utile dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP	5.292	6.296	6.401
Altre componenti dell'utile complessivo dell'esercizio al lordo delle imposte			
Valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita	19	(2)	5
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(2.001)	(2.136)	(846)
Differenze di cambio da conversione realizzate e altre variazioni	(124)	213	13
	(2.106)	(1.925)	(828)
Utile complessivo dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP	3.186	4.371	5.573

Imposte sul reddito

Le seguenti informazioni sono presentate in applicazione dello *Statement of Financial Accounting Standards* n. 109 *Accounting for Income Taxes*.

L'utile prima delle imposte sul reddito, distinto fra le imprese italiane ed estere, è il seguente:

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Italia	4.592	5.307	5.468
Estero	3.758	4.372	6.856
	8.350	9.679	12.324

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Correnti	3.461	4.009	4.470
Differite	(602)	(914)	1.112
	2.859	3.095	5.582

La riconciliazione tra le imposte calcolate applicando l'aliquota teorica italiana, determinata applicando l'aliquota del 33% (Ires) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (Irap) al valore netto della produzione, come previsto dalla normativa italiana, e le imposte risultanti dall'applicazione degli *U.S. GAAP* è la seguente:

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Utile prima delle imposte secondo gli U.S. GAAP	8.350	9.679	12.324
Aliquota fiscale teorica (%)	41,4	39,5	38,3
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica	3.453	3.820	4.714
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:			
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	194	318	835
- imposte sulle riserve distribuibili	(75)	121	446
- beneficio derivante da norme tributarie agevolative	(420)	(128)	(8)
- differenze permanenti	64	(75)	(143)
- svalutazione (rivalutazione) di imposte anticipate	(1)	(13)	(218)
- effetto fiscale netto conseguente alla rivalutazione dei beni (legge finanziaria 2004)		(417)	
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge n. 448/2001		(497)	
- altre motivazioni	(356)	(34)	(44)
	(594)	(725)	868
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP	2.859	3.095	5.582

Passività nette per imposte differite

Le passività nette per imposte differite ai fini *U.S. GAAP*, rappresentate dalle imposte differite nette iscritte alla voce "Fondo imposte" (6.367 milioni di euro) detratte le imposte anticipate iscritte alla voce "Altre attività" (1.159 milioni di euro), sono di 5.208 milioni di euro (3.997 milioni di euro al 31 dicembre 2003).

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	4.021	4.672
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	2.437	2.970
- differenza rispetto al patrimonio netto contabile su acquisti di partecipazioni consolidate	1.245	1.033
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	451	467
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	250	246
- svalutazioni eccedenti di crediti	150	137
- fondo per rischi e oneri eccedenti	89	83
- plusvalenze e tassazione differita	62	46
- altre	292	378
	8.997	10.032
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.858)	(2.045)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 342/2000	(1.474)	(1.361)
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.350)	(1.072)
- rivalutazione di partecipazioni a seguito della legge n. 292/1993 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(818)	(818)
- rivalutazione dei beni a norma della legge n. 448/2001	(628)	(639)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(644)	(472)
- ammortamenti non deducibili	(272)	(432)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(326)	(225)
- altre	(773)	(599)
	(8.143)	(7.663)
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	3.143	2.839
	(5.000)	(4.824)
Passività nette per imposte differite	3.997	5.208

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate di 2.839 milioni di euro (3.143 milioni di euro al 31 dicembre 2003) riguarda le perdite fiscali che si ritiene di non poter utilizzare a fronte di utili futuri e le differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

Perdite fiscali

Le perdite fiscali potenzialmente utilizzabili sono le stesse indicate ai fini *Italian GAAP* (v. nota n. 10) salvo quelle relative alle imprese escluse dal consolidamento ai fini *U.S. GAAP*.

Acquisizione della quota dei terzi azionisti dell'Italgas SpA

L'Eni fino al 31 dicembre 2001 era azionista dell'Italgas SpA con il 41,15% del capitale sociale. Nel 2002 ha acquistato sul mercato il 2,81% del capitale sociale con un esborso complessivo di 98 milioni di euro. Nel 2003, a seguito dell'Offerta Pubblica di Acquisto e del successivo *squeeze-out*, l'Eni ha acquistato l'ulteriore 56,04% del capitale sociale con un esborso complessivo di 2.569 milioni di euro. L'acquisizione della quota dei terzi azionisti dell'Italgas SpA si inserisce nella strategia di integrazione delle politiche commerciali e di sviluppo, anche a livello internazionale, del settore gas. Inoltre, essa

è coerente con la regolamentazione del settore gas in Italia disposta dal D.Lgs. 164/2000 (v. "Concentrazioni e stime significative - Gas & Power"). La strategia di Eni nel settore del gas prevede: (i) la crescente focalizzazione di Eni sull'attività di produzione, approvvigionamento e commercializzazione, con una progressiva riduzione della presenza nelle attività regolate; (ii) la valorizzazione dei volumi venduti in Italia ottimizzando il portafoglio clienti nel rispetto dei limiti dimensionali previsti dal D.Lgs. 164/2000; (iii) lo sviluppo della presenza in mercati europei con interessanti prospettive di crescita e di redditività (Penisola Iberica, Turchia e Germania) facendo leva anche sulle competenze integrate dell'Eni nei diversi segmenti del settore. Secondo gli *U.S. GAAP* l'acquisizione dell'Italgas è stata contabilizzata in accordo con lo *SFAS 141*. Il costo dell'acquisizione è stato allocato ai singoli elementi dell'attivo e del passivo patrimoniale sulla base del valore corrente alla data di acquisizione. Il valore corrente è stato determinato sulla base della stima di periti indipendenti con il consenso del *management*. Di seguito è rappresentata la determinazione del prezzo pagato e la sua attribuzione alle attività e passività sulla base del valore di mercato, nonché la determinazione della differenza da consolidamento di 941 milioni di euro.

(milioni di euro)

Prezzo pagato per il capitale azionario	2.569
Allocazione del prezzo di acquisto:	
Immobilizzazioni materiali	2.163
Differenza da consolidamento	941
Partecipazioni	293
Portafoglio clienti	112
Imposte differite nette	(562)
Altre attività e passività	(378)
Totale allocazione del prezzo di acquisto	2.569

Partecipazioni

Al 31 dicembre 2003 e 2004, il valore delle partecipazioni rispettivamente di 4.010 e 4.331 milioni di euro comprende la Saipem SpA che è quotata nella Borsa italiana. Di seguito è riportato il valore di mercato.

	Numero di azioni Eni	Equity ratio (%)	Prezzo delle azioni (euro)	Valore di mercato (milioni di euro)
31 dicembre 2003				
Saipem SpA	189.423.307	43,00	6,459	1.223
31 dicembre 2004				
Saipem SpA	189.423.307	42,95	8,864	1.679

Nel 2003 e nel 2004 la Saipem SpA è inclusa nell'area di consolidamento ai fini del bilancio *Italian GAAP* ed è valutata con il metodo del patrimonio netto ai fini *U.S. GAAP*. Di seguito sono riportate alcune informazioni di bilancio relative alla Saipem SpA e sue controllate. Le informazioni sono riportate al 100% e non in quota Eni.

(milioni di euro)	31.12.2003	31.12.2004
Totale attivo	5.098	5.266
Totale passivo	3.584	3.572

(milioni di euro)	2002	2003	2004
Ricavi	6.385	4.217	4.306
Risultato operativo	835	358	368
Utile netto	587	254	271

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), nei territori dell'ex Unione Sovietica (principalmente Kazakhstan), negli USA (principalmente nel Golfo del Messico) e in Asia (principalmente Iran, Indonesia e Pakistan). Il 70% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore *Refining & Marketing* dell'Eni e 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. L'85% del fabbisogno totale di gas naturale 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 50,06%), 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. In relazione alla scissione parziale di Italgas con attribuzione all'Eni delle partecipazioni possedute da Italgas nelle società di commercializzazione del gas italiane (tra cui il 100% di Italgas Più a sua volta incorporata nell'Eni) ed estere (tra cui il 40% di Tigaz), l'Eni gestisce direttamente circa 5 milioni di clienti del mercato civile e della piccola industria in Italia valorizzando al meglio le proprie strutture commerciali.

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%), è responsabile dello sviluppo del *business* elettrico e possiede le centrali elettriche situate presso i siti dell'Eni di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara con una

potenza installata di 3,3 gigawatt e una produzione venduta di 13,85 terawattora. 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 (29%) e sul mercato *spot* (17%). Oltre il 50% del petrolio approvvigionato è destinato alla lavorazione. Oltre il 30% del petrolio lavorato è di produzione del settore *Exploration & Production* dell'Eni.

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. Il 22% 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. L'8% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2004 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.

Principi contabili di recente emanazione

Il *Financial Accounting Standards Board* ha emesso nel novembre 2004 il principio n. 151, *Inventory Costs - An amendment of ARB n. 43, Chapter 4 (SFAS 151)* e nel dicembre 2004 il principio n. 153, *Exchanges of Nonmonetary Assets - An Amendment of APB Opinion n. 29 (SFAS 153)*.

Lo SFAS 151, modificando le disposizioni dell'ARB n. 43, stabilisce che i costi per impianti inattivi, i materiali di scarto, le spese di trasporto, i costi di movimentazione merci e altri costi simili siano imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento indipendentemente dalla circostanza che siano considerate "eccessive". Inoltre, nell'ottica della convergenza con i principi contabili internazionali (*IFRS*), lo SFAS 151 prevede che l'attribuzione dei costi fissi di produzione al costo di trasformazione delle rimanenze sia effettuata sulla base del normale livello di produzione rappresentato dalla produzione media che l'impresa prevede di realizzare su un arco temporale in circostanze normali considerando, tra l'altro, le perdite di capacità produttiva derivanti dalle chiusure degli impianti per manutenzioni programmate. L'applicazione dello SFAS 151 è chiesta a partire dall'esercizio 2006. L'Eni sta analizzando il principio e allo stato attuale non ritiene che l'adozione avrà un impatto significativo sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.

Lo SFAS 153 modifica l'APB Opinion 29 secondo il quale le permutate sono rilevate sulla base del *fair value* degli asset ceduti, a eccezione delle permutate di beni aventi natura simile che sono rilevate al valore di iscrizione dei beni ceduti. Nell'ottica della convergenza con gli *IFRS*, il nuovo principio elimina l'eccezione dalla rilevazione al *fair value* per le permutate di beni aventi natura simile e introduce tale eccezione per permutate che non hanno rilevanza commerciale (*commercial substance*), cioè permutate dalle quali non ci si attende una rilevante variazione dei flussi di cassa futuri. La prima applicazione dello SFAS 153 è chiesta a partire dal 1° luglio 2005. L'Eni sta analizzando il principio e allo stato attuale non è in grado di valutare se l'adozione avrà un impatto significativo sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sul risultato economico del Gruppo.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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 euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
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	3.668	4.481	3.745	4.990	6.468	23.352
31.12.2004						
Immobilizzazioni relative a riserve certe ^(a)	9.056	7.192	6.288	7.198	7.698	37.432
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		272	70	561	1.103	2.006
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	252	1.056	209	33	75	1.625
Immobilizzazioni in corso	662	468	1.038	397	882	3.447
Costi capitalizzati lordi	9.970	8.988	7.605	8.189	9.758	44.510
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.416)	(3.887)	(3.907)	(3.733)	(3.252)	(21.195)
Costi capitalizzati netti	3.554	5.101	3.698	4.456	6.506	23.315

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

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 euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
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 ^(a)	449	1.106	1.268	286	1.454	4.563
Totale costi sostenuti ^(b)	516	1.186	1.406	844	1.711	5.663
2004						
Costi di ricerca	64	104	71	66	194	499
Costi di sviluppo ^(a)	431	965	881	391	1.407	4.075
Totale costi sostenuti	495	1.069	952	457	1.601	4.574

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati relativi all'abbandono delle immobilizzazioni secondo lo SFAS 143 *Accounting for asset retirement obligations* per 84 milioni di euro nel 2003 e 233 milioni di euro nel 2004.

(b) 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 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.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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 comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di *holding* e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato dell'Eni. 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. 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*.

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
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
2004						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.633	1.868	2.762	2.083	508	9.854
- vendite a terzi	148	1.364	306	709	2.086	4.613
Totale ricavi	2.781	3.232	3.068	2.792	2.594	14.467
Costi operativi	(223)	(292)	(322)	(405)	(289)	(1.531)
Imposte sulla produzione	(118)	(91)	(379)	(13)	(163)	(764)
Costi di ricerca	(57)	(47)	(71)	(93)	(155)	(423)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(489)	(437)	(482)	(687)	(849)	(2.944)
Altri (oneri) proventi	(98)	(368)	(216)	97	(208)	(793)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143) ^(b)	(37)	(5)	(17)	(15)	(6)	(80)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.759	1.992	1.581	1.676	924	7.932
Imposte sul risultato	(632)	(994)	(945)	(948)	(305)	(3.824)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.127	998	636	728	619	4.108

(a) Include svalutazioni di asset per 227 milioni di euro nel 2002, 210 milioni di euro nel 2003 e 300 milioni di euro nel 2004.

(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 *royalties* 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 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 2001, 2002, 2003 e 2004 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 di petrolio e gas relative ai *PSA* rappresentano il 43%, 46% e 51% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2002, 2003 e 2004.

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 2002, 2003 e 2004.