

L'Eni ha stipulato accordi di finanziamento con banche che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati generalmente sul bilancio di esercizio e sul bilancio consolidato dell'Eni. Al 31 dicembre 2001 e 2002 i debiti finanziari a breve e a lungo termine soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 563 e a 992 milioni di euro. L'Eni ha rispettato le condizioni concordate.

I mutui a tasso di cambio agevolato di 40 milioni di euro riguardano finanziamenti concessi da organizzazioni europee, quali la Banca Europea per gli Investimenti, come incentivo allo sviluppo economico per i quali lo Stato italiano assume parzialmente gli utili e le perdite di cambio.

Le obbligazioni di 3.158 milioni di euro riguardano principalmente i titoli emessi nell'ambito del programma di Medium Term Notes per complessivi 1.561 milioni di euro (500 milioni di euro al tasso fisso del 6,125%, con scadenza nel 2010, e 1.061 milioni di euro a tassi fissi e variabili con scadenze entro il 2010), sette prestiti obbligazionari emessi dalla Lasmo per complessivi 1.442 milioni di euro con tassi fissi compresi tra il 6,7% e il 10,375% e con scadenze comprese tra il 2003 e il 2027, nonché il prestito Enifin SpA 1997-2005 a tasso variabile di 129 milioni di euro. Il prestito obbligazionario Eni SpA 1993-2003 a tasso variabile di 516 milioni di euro è stato rimborsato in via anticipata il 1° dicembre 2002.

I debiti finanziari a lungo termine, comprese le quote a breve, sono di seguito analizzati nella valuta in cui sono denominati, con l'indicazione del tasso medio di riferimento.

	31.12.2001 (milioni di €)	Tasso medio	31.12.2002 (milioni di €)	Tasso medio
Euro	3.417	5,7	4.408	4,6
Dollaro USA	3.880	4,9	2.900	6,8
Lira sterlina	280	9,2	257	10,7
Yen giapponese	104	0,65	93	1,3
Altre valute	6	7,8	158	2,3
	7.687		7.816	

Al 31 dicembre 2002 l'Eni dispone di linee di credito a lungo termine *committed* non utilizzate presso banche nazionali ed estere per 364 milioni di euro scadenti nel 2003 (510 milioni di euro al 31 dicembre 2001, di cui 406 scadenti nel 2002). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Nel corso della sua normale attività l'Eni utilizza diversi contratti derivati per ridurre i rischi derivanti dalle oscillazioni dei tassi di interesse e di cambio delle valute estere sul debito finanziario a breve e a lungo termine (v. nota n. 14 per maggiori informazioni).

I debiti commerciali di 5.619 milioni di euro aumentano di 597 milioni di euro. Ha contribuito all'aumento l'inclusione nell'area di consolidamento della Bouygues Offshore SA (347 milioni di euro) e della Polimeri Europa e sue controllate (77 milioni di euro), nonché, in diminuzione, le differenze di cambio da conversione dei bilanci moneta estera (203 milioni di euro).

I debiti tributari di 1.824 milioni di euro diminuiscono di 561 milioni di euro principalmente a seguito del nuovo regime di pagamento delle accise che ha anticipato a fine dicembre il pagamento delle accise sui prodotti finiti immessi al consumo nella seconda quindicina di dicembre (404 milioni di euro).

Debiti per 115 e 409 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 2001 e 2002, sono garantiti da ipoteche e privilegi su beni immobili di imprese consolidate e da pegni su titoli.

12 Ratei e risconti - passivi

(milioni di €)	Valori al 31.12.2001	Valori al 31.12.2002
Differenziali su contratti derivati	124	325
Ricavi e proventi anticipati	317	284
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	110	97
Canoni di affitto	51	47
Premi delle compagnie di assicurazioni	15	35
Altri ratei e risconti passivi	113	289
	730	1.077

I differenziali su contratti derivati di 325 milioni di euro riguardano crediti e debiti finanziari per 290 milioni di euro e altre attività e passività per 35 milioni di euro (rispettivamente 68 e 56 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

Gli altri ratei e risconti passivi riguardano per 11 milioni di euro (di cui 5 milioni di euro a breve termine) il valore di mercato dei debiti finanziari a tasso fisso della Lasmo (rispettivamente 21 e 8 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

I ratei e risconti passivi a breve e a lungo termine ammontano a 779 e a 298 milioni di euro (rispettivamente 459 e 271 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

13 Garanzie

	31.12.2001				31.12.2002			
(milioni di €)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale
Imprese controllate	126	277		403	117	640		757
Imprese collegate	65	1.220	78	1.363	55	1.020	77	1.152
Imprese consolidate	4.800	5.287	85	10.172	4.800	5.506		10.306
Altri	18	220		238	9	202		211
	5.009	7.004	163	12.176	4.981	7.368	77	12.426

Le garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate e collegate non consolidate di 1.832 milioni di euro (1.688 milioni di euro al 31 dicembre 2001) riguardano principalmente: (i) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di patronage rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per 1.028 milioni di euro (1.495 milioni di euro al 31 dicembre 2001), di cui 826 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Snam SpA (ora incorporata in Eni SpA) per conto di Blue Stream Pipeline Co BV a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (983 milioni di euro al 31 dicembre 2001). Il decremento di 467 milioni di euro riguarda essenzialmente l'eliminazione di garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate entrate nell'area di consolidamento nell'esercizio o riclassificate a imprese consolidate (306 milioni di euro) e le differenze di cambio da conversione sul contratto autonomo rilasciato per conto di Blue Stream Pipeline Co BV (157 milioni di euro); (ii) contratti autonomi rilasciati a terzi nell'esercizio a fronte della costruzione di impianti di trattamento di idrocarburi in Libia per 412 milioni di euro; (iii) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a clienti per partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 324 milioni di euro (68 milioni di euro al 31 dicembre 2001). L'incremento di 256 milioni di euro riguarda principalmente il contratto autonomo rilasciato a terzi a fronte della costruzione di un oleodotto in Azerbaigian (206 milioni di euro). L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 2002 a fronte delle suddette garanzie è di 1.661 milioni di euro (998 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

Le *garanzie personali* prestate nell'interesse di imprese consolidate di 10.306 milioni di euro (10.087 milioni di euro al 31 dicembre 2001) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 4.800 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2001) rilasciata dall'Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA per il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate dall'Eni, hanno rilasciato all'Eni lettere di manleva nonché garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 1.853 milioni di euro (1.450 milioni di euro al 31 dicembre 2001). L'incremento di 403 milioni di euro riguarda principalmente l'inserimento nell'area di consolidamento della Bouygues Offshore SA per 360 milioni di euro; rischi assicurativi per 1.049 milioni di euro che l'Eni ha riassicurato (1.248 milioni di euro al 31 dicembre 2001; il decremento di 199 milioni di euro si riferisce essenzialmente alle differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera di 181 milioni di euro); adempimento di obbligazioni derivanti dall'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi per 1.139 milioni di euro (1.375 milioni di euro al 31 dicembre 2001); rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.062 milioni di euro (764 milioni di euro al 31 dicembre 2001). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 8.795 milioni di euro (8.613 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

Le *garanzie reali* di 77 milioni di euro (163 milioni di euro al 31 dicembre 2001) sono relative a pegni su azioni rilasciati a banche a fronte di finanziamenti. L'impegno effettivo è di 77 milioni di euro (107 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

14 Altri conti d'ordine

(milioni di €)	31.12.2001	31.12.2002
Impegni:		
- contratti derivati	8.148	11.917
- acquisto di beni	213	3.590
- vendita di beni	83	184
- altri	508	441
Rischi	905	1.015
	9.857	17.147

Gli *impegni per contratti derivati* di 11.917 milioni di euro sono analizzati nel punto successivo "Contratti derivati" dove vengono evidenziati, coerentemente alla prassi internazionale, i contratti derivati in essere al 31 dicembre 2001 e 2002 prescindendo dall'assunzione dell'impegno che comportano; sono perciò compresi anche i contratti derivati che attribuiscono mere facoltà, come le opzioni; inoltre, i contratti su cambi a termine che comportano lo scambio di due valute estere sono indicati sia per l'ammontare acquistato che per quello venduto espressi al cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio anziché al prezzo di regolamento del contratto. In relazione a ciò i valori indicati nell'analisi non coincidono con quelli indicati nei conti d'ordine in calce allo stato patrimoniale.

Gli *impegni di acquisto e di vendita di beni* di 3.774 milioni di euro (296 milioni di euro al 31 dicembre 2001) riguardano partecipazioni per 3.596 milioni di euro (146 milioni di euro al 31 dicembre 2001) e titoli per 178 milioni di euro (150 milioni di euro al 31 dicembre 2001). L'incremento degli impegni di acquisto e di vendita di partecipazioni di 3.450 milioni di euro si riferisce principalmente: (i) all'Offerta Pubblica d'Acquisto sulle azioni Italgas e sulla successiva operazione di squeeze out (2.550 milioni di euro); (ii) all'impegno verso la società spagnola Unión Fenosa SA per l'acquisizione del 50% di Unión Fenosa Gas SA attraverso l'aumento del capitale sociale (440 milioni di euro); (iii) all'impegno di acquisto del 100% della società petrolifera norvegese Fortum Petroleum AS (400 milioni di euro); (iv) gli impegni per la concessione alla Erg SpA dell'opzione di acquisto del 28% della Erg Raffinerie Mediterranee Srl (100 milioni di euro). Gli impegni di acquisto di titoli si riferiscono per 178 milioni di euro (150 milioni di euro al 31 dicembre 2001) all'operazione di collocamento di prodotti mobiliari della Sofid Sim SpA. Con questa operazione la società ha venduto a investitori, principalmente dipendenti, prodotti mobiliari costituiti da titoli di Stato accompagnati da un contratto di scambio del tasso della cedola con un tasso variabile parametrato all'Euribor e dalla facoltà per l'investitore di rivendere in qualsiasi momento il prodotto alla società al valore nominale più gli interessi maturati. A fronte dell'impegno per lo scambio di interessi, la società ha stipulato contratti derivati di copertura, compresi tra quelli indicati successivamente, per i quali riceve un tasso variabile più favorevole di quello riconosciuto agli investitori.

Gli *altri impegni* di 441 milioni di euro riguardano principalmente: (i) gli investimenti previsti dall'accordo di programma dell'area di Porto Marghera sottoscritto dall'EniChem SpA con i Ministeri per le attività produttive delle infrastrutture e dei trasporti, dell'ambiente e della tutela del territorio e con le associazioni di industriali e lavoratori per costituire e mantenere nel tempo condizioni ottimali di coesistenza tra la tutela dell'ambiente e lo sviluppo del settore chimico di 223 milioni di euro (272 milioni di euro al 31 dicembre 2001); (ii) gli impegni, anche per conto del partner Enterprise SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni SpA nell'area della Val d'Agri di 206 milioni di euro (222 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

I *rischi* di 1.015 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) rischi di custodia di beni di terzi di 431 milioni di euro (159 milioni di euro al 31 dicembre 2001). L'incremento di 272 milioni di euro riguarda principalmente le maggiori quantità di gas stoccate da parte della Stoccaggi Gas Italia SpA (262 milioni di euro); (ii) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali di 393 milioni di euro (508 milioni di euro al 31 dicembre 2001). La diminuzione di 115 milioni di euro riguarda gli impegni assolti, in particolare l'impegno della Singea SpA (in liquidazione) (ora EniChem SpA) a fronte della cessione del polo integrato Porto Vesme e San Gavino (96 milioni di euro); (iii) rischi per danni di natura ambientale di 137 milioni di euro (136 milioni di euro al 31 dicembre 2001); (iv) rischi per contenziosi fiscali di 44 milioni di euro (48 milioni di euro al 31 dicembre 2001).

Contratti derivati

L'Eni opera a livello internazionale nelle attività del petrolio e del gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e servizi con esposizione a rischi di mercato in connessione a modifiche nei tassi di interesse, nei tassi di cambio e nei prezzi delle merci.

I contratti derivati finanziari e i contratti derivati su merci sono impiegati per ridurre questi rischi come di seguito riportato.

Nell'Eni l'attività di tesoreria è accentrata sostanzialmente in due distinte società operanti rispettivamente nel mercato nazionale e nei mercati esteri. Alle società operative è indicato di adottare politiche valutarie finalizzate alla minimizzazione del rischio di cambio.

Il Consiglio di Amministrazione dell'Eni SpA ha definito le linee guida sull'attività finanziaria che prevedono la quantificazione da parte della Direzione Finanziaria dei limiti massimi di rischio di cambio e di tasso di interesse assumibili dalle società finanziarie dell'Eni e la definizione delle caratteristiche dei soggetti idonei a essere controparte. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di cambio, le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate dalle società finanziarie dell'Eni sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria, ma i limiti massimi di rischio accettabile sono sensibilmente più bassi rispetto a quelli raccomandati dal Comitato stesso. La Direzione Finanziaria dell'Eni SpA controlla il rispetto delle direttive impartite nonché la coerenza tra gli indicatori utilizzati per la misurazione dei limiti massimi di rischio accettabile e le caratteristiche dei portafogli e delle condizioni di mercato.

L'Eni non stipula contratti derivati con finalità speculative.

Valori nominali ed esposizioni al rischio di credito

Per valore nominale di un contratto derivato si intende l'ammontare contrattuale con riferimento al quale i differenziali sono scambiati; tale ammontare può essere espresso sia in termini di quantità monetarie sia di quantità fisiche (per esempio barili, tonnellate, etc.). Le quantità monetarie in valuta estera sono convertite in euro applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio. I valori nominali riepilogati successivamente non rappresentano gli ammontari scambiati tra le parti e pertanto non costituiscono una misura dell'esposizione al rischio di credito per l'Eni. Gli ammontari scambiati sono calcolati sulla base dei valori nominali e delle condizioni dei derivati relativi a tassi di interesse, tassi di cambio e prezzi delle merci, pertanto l'esposizione al rischio di credito è rappresentata dal valore di mercato (fair value) positivo dei contratti alla fine dell'esercizio, ridotto per gli effetti di eventuali accordi generali di compensazione. Le linee guida sull'attività finanziaria, definite dal Consiglio di Amministrazione dell'Eni SpA, indicano le caratteristiche dei soggetti idonei a essere controparte di operazioni di impiego, di operazioni in strumenti derivati o soggetti emittenti titoli da acquisire in portafoglio. Pertanto, sebbene l'Eni sia esposta al rischio di credito nell'eventualità di inadempimento delle controparti dei contratti derivati, non si prevede che tali atti possano verificarsi trattandosi di istituzioni con solida situazione finanziaria.

Gestione del rischio dei tassi di interesse

L'Eni stipula diversi tipi di contratti per la gestione del rischio dei tassi di interesse come indicato nella tabella seguente:

(milioni di €)	Valore nominale al 31.12.2001	Valore nominale al 31.12.2002
Interest rate swap (IRS)	3.208	5.206
Forward rate agreement (FRA)	168	220
Interest rate collar	134	129
	3.510	5.555

Gli *interest rate swap (IRS)* sono stipulati dall'Eni allo scopo di realizzare una migliore contrapposizione tra i tassi di interesse relativi agli impieghi e alle coperture, per ridurre i costi di finanziamento o per diversificare le fonti di finanziamento. Relativamente a questi contratti, l'Eni concorda con le controparti di scambiare, a scadenze determinate, la differenza tra ammontari di interessi calcolati su un valore nominale di riferimento ai tassi, fissi o variabili, concordati. L'incremento degli Interest Rate Swap di 1.998 milioni di euro è dovuto principalmente alle operazioni poste in essere da Enifin SpA a copertura di debiti finanziari concessi a Snam Rete Gas SpA e a copertura di debiti e crediti finanziari di Eni Coordination Center SA.

La tabella che segue riporta i tipi di interest rate swap in essere, la media ponderata dei tassi di interesse e delle scadenze delle operazioni. I tassi medi variabili sono basati sui tassi alla fine dell'esercizio e possono subire modifiche che potrebbero influenzare i futuri flussi finanziari.

Il confronto tra i tassi medi acquistati e venduti non è indicativo del risultato dei contratti derivati posti in essere; la determinazione di questo risultato è effettuata tenendo conto dell'operazione sottostante oggetto di copertura.

	31.12.2001	31.12.2002
Acquistare tasso fisso/Vendere tasso variabile-valore nominale (milioni di euro)	1.202	1.201
- tasso medio ponderato acquistato	6,99%	6,42%
- tasso medio ponderato venduto	3,50%	2,77%
- scadenza media ponderata (anni)	3,93	3,74
Acquistare tasso variabile/Vendere tasso variabile-valore nominale (milioni di euro)	813	1.802
- tasso medio ponderato acquistato	4,17%	3,32%
- tasso medio ponderato venduto	4,21%	3,95%
- scadenza media ponderata (anni)	4,13	4,49
Vendere tasso fisso/Acquistare tasso variabile-valore nominale (milioni di euro)	1.193	2.203
- tasso medio ponderato venduto	4,84%	4,73%
- tasso medio ponderato acquistato	3,31%	2,43%
- scadenza media ponderata (anni)	2,97	6,15

I *forward rate agreement (FRA)* sui tassi di interesse sono utilizzati dall'Eni generalmente per compensare variazioni dei tassi variabili relativi a operazioni a breve termine. Essi sono regolati in contanti a una data prestabilita in base al differenziale tra i tassi di interesse concordati applicati a un importo nominale. I contratti in essere alla fine dell'esercizio sono relativi a vendite di tasso fisso per 220 milioni di euro (5 milioni di euro di acquisto di tasso fisso e 163 milioni di euro di vendita di tasso fisso al 31 dicembre 2001); questi contratti hanno scadenza inferiore all'anno e i relativi utili e perdite stimati al 31 dicembre 2002 non sono significativi.

Gli *interest rate collar* sono stipulati dall'Eni per gestire il rischio di interesse. L'interest rate collar è una combinazione di opzioni che consente di contenere le variazioni dei tassi entro una fascia di oscillazione predeterminata. L'Eni utilizza anche zero-cost collar che non comportano il pagamento di premi. I contratti in essere al 31 dicembre 2002 hanno scadenze non superiori a cinque anni.

Gestione del rischio di cambio

L'Eni stipula diversi tipi di contratti su valute per la gestione del rischio di cambio come indicato nella tabella seguente:

(milioni di €)	Valore nominale al 31.12.2001	Valore nominale al 31.12.2002
Contratti su cambi a termine	5.172	7.611
Opzioni	538	348
	5.710	7.959

L'Eni utilizza i *contratti su cambi a termine* principalmente per coprire crediti e debiti, ivi inclusi i depositi e i finanziamenti denominati in valuta estera. Alcuni contratti prevedono lo scambio di due valute diverse dalla moneta di conto delle imprese contraenti coerentemente alle loro necessità. Il valore nominale di questi contratti è indicato per l'ammontare acquistato e per l'ammontare venduto. La scadenza di questi contratti è raramente superiore a un anno. L'incremento dei contratti su cambi a termine di 2.439 milioni di euro è dovuto principalmente a operazioni poste in essere da Enifin SpA a copertura di debiti finanziari a breve termine rappresentati da titoli di credito emessi da Eni Coordination Center SA in lire sterline e convertiti in dollari USA.

L'Eni utilizza inoltre le *opzioni* su valute per la copertura di transazioni in valuta estera. Le opzioni su valute trattate in mercati over-the-counter, dietro corresponsione di un premio, attribuiscono il diritto di acquistare o vendere un ammontare definito di valuta a uno specifico tasso di cambio alla fine di un periodo definito, in media due anni.

La tabella che segue riepiloga, per le più importanti valute, l'ammontare dei contratti su cambi a termine e dei contratti di opzione in essere.

Valuta	Valore nominale al 31.12.2001		Valore nominale al 31.12.2002	
	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Dollaro USA	1.429	2.480	1.290	3.515
Lira sterlina	776	177	2.225	92
Franco svizzero	4	434	32	392
Yen	124	27	183	50
Corona norvegese	39	95	68	37
Euro	73	2	43	12
Altre valute	4	46	9	11
	2.449	3.261	3.850	4.109

Gestione del rischio sui prezzi delle merci

I contratti derivati su merci sono stipulati essenzialmente dal settore Refining & Marketing e riguardano future su greggi e prodotti petroliferi nonché swap stipulati in mercati over-the-counter. Tali contratti sono stipulati per gestire le variazioni dei prezzi delle commodities petrolifere al fine di correlare, per quanto possibile, i costi ai ricavi conseguibili sul mercato. I future comportano un modesto rischio di credito perché trattati in mercati regolamentati. Gli swap non richiedono la corresponsione di margini e sono soggetti alla solvibilità delle controparti, di norma importanti istituzioni finanziarie. Al 31 dicembre 2001 e 2002 risultavano aperti contratti derivati su merci di importo complessivamente non significativo.

Contenziosi

L'Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività.

Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, l'Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato. Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi.

Procedimenti giudiziari o arbitrali

Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria contro Serfactoring SpA (società partecipata al 49% dalla ex Serfi SpA, ora Sofid SpA, a sua volta controllata dall'Eni SpA). La pretesa ha per oggetto crediti per 182 milioni di euro (oltre interessi e rivalutazione) relativi a forniture di fertilizzanti che originariamente erano vantati dall'EniChem Agricoltura SpA (successivamente Agricoltura SpA (in liquidazione), ora incorporata nell'EniChem SpA) e Terni Industrie Chimiche SpA (incorporata da Agricoltura SpA (in liquidazione) a sua volta incorporata da EniChem SpA) nei confronti di Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche cedevano questi crediti a Serfactoring, che poi conferiva ad Agrifactoring mandato per il loro incasso. Agrifactoring garantiva di pagare l'ammontare di tali crediti a Serfactoring a prescindere dall'effettivo incasso. Successivamente al pagamento effettuato da Agrifactoring a Serfactoring, Agrifactoring è stata posta in liquidazione e il liquidatore ha avviato nel 1991 il suddetto procedimento contro Serfactoring per chiedere la restituzione di una parte dei pagamenti effettuati a favore di quest'ultima, pari a 182 milioni di euro, affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza della intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche hanno a loro volta agito contro Agrifactoring in liquidazione chiedendo complessivamente 97 milioni di euro a titolo di risarcimento dei danni derivanti dall'attività svolta in qualità di mandatario. L'ammontare di queste richieste di risarcimento è stato successivamente ridotto a 46 milioni di euro a seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e a seguito di altre compensazioni. Nel gennaio 2000 è stata depositata la consulenza tecnica chiesta da Agrifactoring da cui risulta che il credito di Agrifactoring verso Federconsorzi, sulla base della cui consistenza Agrifactoring ha avanzato la pretesa di 182 milioni di euro, ammonta a circa 40 milioni di euro. La causa contro Serfactoring, riunita con quelle promosse da Agricoltura e Terni Industrie Chimiche, si trova in fase di decisione.

Nel 1992 l'Eni SpA e l'EniChem SpA hanno intrapreso un arbitrato nei confronti della Montedison SpA e delle sue controllate in relazione alle garanzie da esse fornite in occasione della costituzione dell'Enimont SpA. In data 6 marzo 2003 è stato stipulato con la Edison, che ha incorporato la Montedison, l'accordo transattivo che conclude il contenzioso affidato al Collegio Arbitrale. Notizie sulla transazione sono fornite nel capitolo "Altre informazioni - Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

Accertamenti fiscali

Con quattro avvisi di accertamento notificati relativamente agli esercizi 1989, 1990, 1991 e 1992, l'Amministrazione finanziaria dello Stato ha contestato all'Agip SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) un maggior imponibile ai fini delle imposte sul reddito di circa 196 milioni di euro, rettificando in diminuzione e in aumento i prezzi di alcune partite di petrolio, rispettivamente acquistate e vendute nell'ambito del Gruppo. Queste contestazioni sono tutte state giudicate infondate e conseguentemente annullate dalla Commissione Tributaria Provinciale di Milano. Gli appelli dell'Amministrazione finanziaria avverso le prime tre, relative agli anni 1989, 1990 e 1991, sono stati respinti dalla Commissione Tributaria Regionale di Milano con sentenze divenute definitive a seguito dell'acquiescenza dell'Amministrazione finanziaria. L'appello dell'Amministrazione finanziaria avverso la quarta sentenza, relativa all'anno 1992, attende di essere discusso davanti alla stessa Commissione Tributaria Regionale di Milano. Nel dicembre 2000 è stato notificato un quinto avviso di accertamento relativo all'esercizio 1994, con il quale è stato contestato un indebito utilizzo di perdite pregresse per 20 milioni di euro. La Commissione Tributaria Provinciale di Milano ha accolto il ricorso dell'Eni SpA anche avverso tale contestazione con sentenza del 3 maggio 2001 relativamente alla quale in data 26 giugno 2002 l'Amministrazione finanziaria ha proposto appello alla Commissione Tributaria Regionale.

Con decreto dirigenziale del 6 dicembre 2000 la Regione Lombardia ha affermato l'imponibilità del metano impiegato per la produzione di energia elettrica ai fini dell'addizionale regionale dell'imposta erariale di consumo, relativamente alla quale la Snam SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) agisce quale sostituto d'imposta nei confronti dei propri clienti. In considerazione delle perduranti incertezze interpretative, lo stesso decreto prevede i termini entro i quali le aziende erogatrici possono corrispondere il tributo senza oneri sanzionatori. La Snam e le altre aziende erogatrici dell'Eni non intendono avvalersi di tale possibilità perché ritengono il gas impiegato per la produzione di energia elettrica al di fuori del

campo di applicazione dell'addizionale. A questo proposito è stata chiesta un'interpretazione ufficiale al Ministero dell'economia e delle finanze. Il Ministero con risoluzione del 29 maggio 2001 ha confermato l'inapplicabilità dell'imposta in oggetto. La Snam, considerata l'indisponibilità della Regione a recepire la risoluzione ministeriale e revocare il decreto dirigenziale, ha adottato le necessarie azioni che si sono concretizzate con una sentenza del Consiglio di Stato, notificata il 18 marzo 2002, con la quale ha dichiarato che non sussiste nella fattispecie la giurisdizione del giudice amministrativo. Pertanto, se la Regione dovesse notificare gli atti impositivi per richiedere l'accisa, la Snam impugnerà gli stessi avanti il giudice competente. In precedenza la Regione Lombardia aveva stabilito con L.R. n. 27/2001 che non è più dovuta dal 1° gennaio 2002 l'addizionale oggetto del giudizio, ma ha dichiarato comunque dovuti i relativi tributi sorti anteriormente a tale data.

Ambiente

Nel 1992 il Ministero dell'ambiente ha intrapreso un'azione contro l'EniChem SpA e altri soggetti per recuperare un importo tra 135 e 870 milioni di euro per i danni relativi allo scarico di effluenti dall'impianto di Mantova posseduto da una società già controllata dalla Montedison SpA conferita all'Enimont SpA nell'ambito della sua costituzione. Nel settembre 1999, in occasione della precisazione delle conclusioni, l'Avvocatura di Stato ha chiesto al Tribunale di Brescia la condanna in solido di tutti i soggetti al risarcimento che risulterà in corso di causa e comunque non inferiore a 135 milioni di euro.

Con procedimento penale aperto nel 1997 avanti il Tribunale di Venezia sono state imputate 28 persone, di cui 12 tra attuali o precedenti amministratori e dirigenti dell'Eni², in relazione alla gestione di impianti di Porto Marghera a decorrere dai primi anni '70 e fino al 1995 e ai presunti danni alla salute e all'ambiente che ne sarebbero derivati. Si tratta di situazioni di danno che hanno avuto origine in epoche lontane in cui gli impianti erano gestiti da società non controllate dall'Eni. In data 2 novembre 2001 il Tribunale di Venezia ha pronunciato sentenza di assoluzione con formula piena per tutti gli imputati. Il 30 maggio 2002 è stata depositata la motivazione della sentenza; la Procura della Repubblica ha proposto appello; non è stata ancora fissata la data del dibattimento.

Nel 1999 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine nei confronti dell'allora direttore della raffineria, al fine di accertare l'eventuale inquinamento del suolo, nonché delle acque reflue che sfociano nel mare antistante la raffineria. Nel novembre 2002 è stato notificato l'atto di costituzione di parte civile di Italia Nostra e dell'Associazione Amici della Terra, con richiesta di risarcimento danni nei confronti degli imputati e dell'AgipPetroli SpA (ora incorporata in Eni SpA), quale responsabile civile, di complessivi 15.050 milioni di euro. La proroga delle indagini preliminari, chiesta tardivamente dal Pubblico Ministero, è stata negata dal Giudice per le Indagini Preliminari; rimangono acquisiti agli atti solo le indagini già effettuate.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Brindisi ha avviato un procedimento penale nei confronti di 68 persone appartenenti a molte società che fino dai primi anni '60 si sono avvicendate nella proprietà e gestione degli impianti di produzione di dicloroetano, cloruro di vinile monomero e di policloruro di vinile. Fra gli indagati ci sono 20 ex dipendenti o ex amministratori di società dell'EniChem SpA che nel periodo dal 1983 al 1993 hanno gestito questi impianti. Le indagini preliminari si sono chiuse con la richiesta di archiviazione da parte della procura nei confronti degli indagati di provenienza EniChem. Sulla richiesta di archiviazione non si è ancora pronunciato il Giudice per le Indagini Preliminari.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Gela ha promosso un'indagine nei confronti di AgipPetroli SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) in relazione alle emissioni provocate dai diversi impianti della raffineria, non consentite dalla legge (art. 674 del codice penale), che avrebbero causato effetti nocivi alla salute di alcuni cittadini di Gela, nonché per non avere indicato tali emissioni in violazione al D.P.R. n. 203/1988. L'indagine è sfociata in un decreto di citazione diretta a giudizio di ex direttori della raffineria per fatti avvenuti dal 1997. In vista dell'udienza, è stato notificato l'atto di costituzione di parte civile del Comune di Gela, della provincia di Caltanissetta e di altri, con richiesta di risarcimento danni nei confronti degli imputati e dell'AgipPetroli, quale responsabile civile, per complessivi 878 milioni di euro.

Il contenzioso relativo al tributo ambientale istituito dalla Regione Sicilia con legge regionale del 26 marzo 2002 è riportato nell'Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo della relazione sulla gestione al bilancio consolidato che si considera parte integrante della presente nota integrativa.

(2) Con "Eni" nella rappresentazione di questo procedimento si intende l'Eni SpA e l'EniChem SpA.

In data 16 gennaio 2003 il Tribunale di Siracusa ha emesso l'ordinanza di custodia cautelare in carcere nei confronti di sette dipendenti dell'EniChem SpA e della Polimeri Europa SpA e di arresti domiciliari per altri 10 dipendenti delle medesime società. L'imputazione principale è quella di avere gestito e di gestire in associazione per delinquere il ciclo dei rifiuti liquidi e solidi dalla loro produzione sino al loro smaltimento in maniera illecita aggudicandosi al contempo un ingiusto profitto per il risparmio conseguente al mancato regolare smaltimento ai sensi del decreto del Ministero dell'ambiente n. 417/1999 (decreto Ronchi) e dell'articolo 416 del codice penale. L'inchiesta giudiziaria della Procura della Repubblica di Siracusa è stata avviata nel settembre del 2001 con il proposito di indagare sulla gestione dei rifiuti industriali (solidi e liquidi) prodotti nello stabilimento EniChem di Priolo, dalla fase della loro produzione sino al loro smaltimento; l'inchiesta ha riguardato anche la gestione dell'impianto cloro-soda. In data 6 febbraio 2003, il Tribunale del Riesame ha disposto la trasformazione degli arresti in carcere in arresti domiciliari e ha annullato l'ordinanza di custodia cautelare per gli altri indagati.

Interventi dell'Unione Europea, dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Nel marzo 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha: (i) riscontrato da parte della Snam SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamiento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamiento; (ii) irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro; (iii) chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione di fronte al Tribunale Amministrativo Regionale (TAR) del Lazio, chiedendone incidentalmente la sospensione degli effetti. Con ordinanza del 26 maggio 1999, il TAR, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrino essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla legge n. 9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE in corso di recepimento, ha accolto la richiesta di sospensiva. L'Autorità garante della concorrenza e del mercato non ha impugnato la decisione sospensiva del TAR. È pendente avanti al TAR il giudizio di merito sulla questione.

Le conclusioni dell'istruttoria dell'Antitrust notificata il 30 ottobre 2001 alla Snam SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) su segnalazione di BluGas SpA su eventuali abusi di posizione dominante nell'assegnazione di capacità ai punti di importazione sono riportate nell'«Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo» della relazione sulla gestione al bilancio consolidato che si considera parte integrante della presente nota integrativa.

Con provvedimento notificato il 5 giugno 2001 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha avviato un'istruttoria nei confronti delle società AgipPetroli SpA, Atriplex SpA e altre per presunte intese restrittive della concorrenza nell'ambito delle gare indette dalle Aziende di trasporto pubblico nelle aree metropolitane di Napoli, Torino e Milano per l'approvvigionamento di gasolio per autotrazione negli anni 1996-2000. Il procedimento tende, inoltre, ad accertare se le presunte intese di cui sopra possano essere la manifestazione di un più ampio coordinamento anticoncorrenziale tra le imprese, volto alla ripartizione delle suddette forniture di gasolio. L'Autorità ha prorogato il termine di chiusura del procedimento dall'11 ottobre 2002 al 24 febbraio 2003. L'audizione finale si è tenuta il 10 dicembre 2002. In data 4 marzo 2003 è stata notificata la decisione dell'Autorità che ha accertato la sussistenza delle infrazioni contestate a carico di tutte le società coinvolte nel procedimento e ha comminato una sanzione pecuniaria che per quanto riguarda AgipPetroli e Atriplex ammonta a complessivi 118 mila euro. È in corso la valutazione di un'eventuale impugnativa di detta decisione dinanzi al TAR del Lazio.

Altri impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale

Gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati dall'Eni, che contengono clausole di take or pay, sono indicati nell'«Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo» della relazione sulla gestione al bilancio consolidato che si considera parte integrante della presente nota integrativa.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali l'Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. L'Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Regolamentazioni in materia ambientale

Come le altre società del settore, l'Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, comprese le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali, relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. In particolare queste norme prevedono l'acquisizione di permessi prima dell'avvio della perforazione; pongono limitazioni al tipo, alla concentrazione e alla quantità delle diverse sostanze che possono essere rilasciate nell'ambiente durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione; limitano o proibiscono l'attività di perforazione in terreni situati in aree protette; prevedono sanzioni di natura penale e civile a carico dei responsabili nel caso di inquinamento ambientale che dovesse risultare dall'esercizio di attività nei settori degli idrocarburi o della petrolchimica. La normativa ambientale pone limiti anche alle emissioni nell'atmosfera e agli scarichi in acque superficiali e sotterranee da parte di impianti petroliferi, petrolchimici, di raffinazione e di trasporto. Le attività dell'Eni, inoltre, sono soggette a disposizioni normative specifiche relative alla produzione, al trasporto, allo stoccaggio, allo smaltimento e al trattamento dei rifiuti. Le normative in materia ambientale hanno un impatto notevole sulle attività dell'Eni. Rischi di costi e responsabilità ambientali sono inerenti ad alcune delle attività e ad alcuni dei prodotti dell'Eni, così come accade alle altre imprese impegnate negli stessi settori. Sebbene l'Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato per il rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi stanziati – tuttavia non può essere escluso con certezza che l'Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministero dell'ambiente n. 471/99 (decreto Ronchi); (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

15 Valore della produzione

Di seguito si analizzano le principali voci che compongono il "Valore della produzione" e si espone il raccordo con le voci del conto economico riclassificato in conformità ai principi contabili internazionali riportato alla nota n. 25. I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della relazione sulla gestione.

Ricavi delle vendite e delle prestazioni

Nelle tabelle seguenti è indicata la ripartizione per settore di attività e per area geografica di destinazione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni.

Settori di attività

(milioni di €)	2000	2001	2002
Exploration & Production	3.786	6.722	5.649
Gas & Power	13.744	15.429	14.673
Refining & Marketing	39.723	36.440	36.020
Petrolchimica	5.448	4.291	4.376
Ingegneria e Servizi	2.791	2.515	2.935
Altre attività	180	181	219
	65.672	65.578	63.872

Aree geografiche di destinazione

(milioni di €)	2000	2001	2002
Italia	40.936	40.246	36.587
Resto dell'Unione Europea	8.998	11.343	11.486
Resto dell'Europa	3.282	3.611	4.392
Africa	2.953	2.819	3.409
Americhe	6.467	5.914	5.340
Asia	3.013	1.624	2.630
Altre aree	23	21	28
	65.672	65.578	63.872

Ricavi netti della gestione caratteristica

I ricavi netti della gestione caratteristica, indicati nel conto economico riclassificato di cui alla nota n. 25, sono così determinati:

(milioni di €)	2000	2001	2002
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	65.672	65.578	63.872
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	(1.054)	88	1.127
a dedurre:			
- accise	(13.126)	(13.068)	(13.139)
- vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.996)	(1.678)	(1.511)
- prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(867)	(1.189)	(1.566)
- vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito	(691)	(806)	(861)
	47.938	48.925	47.922

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 21.

Altri ricavi e proventi

(milioni di €)	2000	2001	2002
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	77	98	198
Locazioni e affitti di azienda	79	81	116
Rivalutazioni di crediti compresi nell'attivo circolante ⁽¹⁾	13	41	101
Utilizzo fondi per rischi e oneri eccedenti	174	98	86
Concorso degli utenti alle spese di allacciamento gas metano	36	35	60
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	125	93	56
Proventi relativi al personale	40	51	53
Differenziali su contratti derivati	65	53	50
Contributi in conto esercizio	14	23	26
Risarcimento danni	119	82	22
Utilizzo brevetti, licenze e concessioni	11	20	21
Altri proventi	192	297	344
Totale come da schema di conto economico legale	945	972	1.133
a dedurre:			
- rimborsi di costi per il personale	(40)	(51)	(53)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	905	921	1.080

(1) Riguarda l'utilizzo del fondo svalutazioni crediti.

16 Costi della produzione

Di seguito sono analizzate le principali voci dei “Costi della produzione” e il raccordo con le voci del conto economico riclassificato indicato alla nota n. 25. I motivi delle variazioni sono indicati nel “Commento ai risultati economico-finanziari” della relazione sulla gestione.

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(milioni di €)	2000	2001	2002
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	26.888	25.984	25.229
Costi per servizi	6.513	7.507	8.614
Costi per godimento di beni di terzi	1.203	1.242	1.454
Svalutazione di crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	66	82	95
Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(291)	21	17
Variazione delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	(219)	190	(216)
Accantonamenti per rischi	482	114	114
Altri accantonamenti	405	334	413
Oneri diversi di gestione	13.691	13.840	14.092
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	48.738	49.314	49.812
a dedurre:			
- accise	(13.126)	(13.068)	(13.139)
- acquisti in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.996)	(1.678)	(1.511)
- prestazioni nell'interesse di partner per attività in joint venture	(867)	(1.189)	(1.566)
- acquisti da gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito	(691)	(806)	(861)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(616)	(745)	(842)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	31.442	31.828	31.893

I costi per servizi comprendono compensi di intermediazione per 9, 8 e 6 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002.

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per 552, 517 e 508 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002.

Gli accantonamenti per rischi comprendono accantonamenti per penalità contrattuali per 7, 34 e 21 milioni di euro e accantonamenti per rischi e oneri ambientali per 163, 6 e 16 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002.

Gli altri accantonamenti comprendono accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti per 165, 125, 179 milioni di euro, alla riserva sinistri e premi delle compagnie di assicurazione per 136, 103 e 63 milioni di euro e al fondo manutenzioni cicliche e per revisione navi e aeromobili per 42, 16 e 19 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002.

Gli oneri diversi di gestione riguardano essenzialmente le imposte indirette, principalmente accise sugli oli minerali (13.128, 13.063 e 13.146 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002), nonché le minusvalenze da radiazione e cessione di immobilizzazioni materiali e immateriali (29, 82 e 146 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002).

Costi per il personale

(milioni di €)	2000	2001	2002
Salari e stipendi	2.175	2.271	2.441
Oneri sociali	627	602	650
Trattamento di fine rapporto	117	114	121
Trattamento di quiescenza e simili	11	12	15
Altri costi	57	83	119
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	2.987	3.082	3.346
a dedurre:			
- rimborsi di costi per il personale	(40)	(51)	(53)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(161)	(180)	(190)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	2.786	2.851	3.103

Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni

(milioni di €)	2000	2001	2002
Ammortamenti:			
- immobilizzazioni immateriali	1.122	1.370	1.423
- immobilizzazioni materiali	2.678	3.310	3.543
	3.800	4.680	4.966
Svalutazioni:			
- immobilizzazioni immateriali			95
- immobilizzazioni materiali	55	100	447
	55	100	542
Totale come da schema di conto economico legale	3.855	4.780	5.508
a dedurre:			
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(12)	(9)	(4)
Totale come da conto economico riclassificato	3.843	4.771	5.504

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 1,939, 2,619 e 3,500 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,407, 0,414 e 0,555 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2000, 2001 e 2002.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco nell'Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per l'Eni.

17 Proventi e oneri finanziari e rettifiche di valore di attività finanziarie**Proventi e rivalutazioni di partecipazioni**

(milioni di €)	2000	2001	2002
Proventi da partecipazioni			
Plusvalenze da cessioni	19	76	55
Dividendi	44	40	32
Altri	1	1	17
	64	117	104
Rivalutazioni di partecipazioni	147	158	184
	211	275	288

Le *plusvalenze da cessioni* di 55 milioni di euro, riguardano essenzialmente la cessione della partecipazione Qatar Petrochemical Co Ltd (52 milioni di euro).

I *dividendi* derivano da partecipazioni valutate al costo.

Le *rivalutazioni di partecipazioni* riguardano la quota di competenza del risultato di esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le riprese di valore delle partecipazioni valutate al costo.

Altri proventi finanziari e rivalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni

(milioni di €)	2000	2001	2002
Altri proventi finanziari			
Differenze attive di cambio	1.848	1.550	1.948
Proventi su contratti derivati finanziari	96	110	134
Interessi su crediti verso banche	86	101	113
Proventi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	112	106	96
Proventi su titoli	116	95	44
Interessi su crediti di imposta	33	33	33
Altri proventi finanziari	165	186	131
	2.456	2.181	2.499
Rivalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	9	3	5
	2.465	2.184	2.504

Interessi e altri oneri finanziari e svalutazioni di attività finanziarie

(milioni di €)	2000	2001	2002
Interessi e altri oneri finanziari			
Differenze passive di cambio	1.683	1.560	1.978
Interessi e altri oneri verso banche	379	332	243
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	54	216	204
Oneri su contratti derivati finanziari	132	123	114
Oneri su partecipazioni	9	5	36
Altri interessi e oneri finanziari	219	253	140
	2.476	2.489	2.715
Svalutazioni di attività finanziarie			
Svalutazioni di partecipazioni	169	486	209
Svalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	7	8	36
	176	494	245
	2.652	2.983	2.960

Le svalutazioni di partecipazioni riguardano la quota di competenza della perdita di esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto e le perdite di valore delle partecipazioni valutate al costo. L'onere dell'esercizio 2002 riguarda principalmente le partecipazioni: Galp Energia SGPS SA (85 milioni di euro), Albacom SpA (37 milioni di euro) e Distribuidora de Gas del Centro SA (34 milioni di euro).

Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale

(milioni di €)	2000	2001	2002
Immobilizzazioni immateriali:			
- altre	4	6	
Immobilizzazioni materiali:			
- immobilizzazioni in corso	50	35	40
- impianti e macchinario	19	8	3
- attrezzature industriali e commerciali			
	73	49	43

18 Proventi e oneri straordinari

(milioni di €)	2000	2001	2002
Proventi straordinari			
Plusvalenze da cessioni	86	3.473	257
Altri proventi straordinari	146	173	112
	232	3.646	369
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- stanziamenti a fondi per rischi e oneri	(182)	(885)	(157)
- incentivazione esodi	(202)	(237)	(114)
- svalutazioni e minusvalenze	(34)	(607)	(55)
	(418)	(1.729)	(326)
Altri oneri straordinari	(326)	(80)	(72)
	(744)	(1.809)	(398)
	(512)	1.837	(29)

Le *plusvalenze da cessioni* riguardano le cessioni di partecipazioni, rami d'azienda e immobilizzazioni materiali effettuate nell'ambito di ristrutturazioni aziendali. In particolare, le plusvalenze di 257 milioni di euro riguardano: (i) la cessione da parte del settore Refining & Marketing di stazioni di servizio in Italia (127 milioni di euro); (ii) la cessione della partecipazione nell'Agip Nigeria Ltd (87 milioni di euro); (iii) la cessione di immobilizzazioni materiali (28 milioni di euro; di cui 21 milioni di euro relativi al settore Gas & Power); (iv) la cessione di rami d'azienda (15 milioni di euro).

Gli *altri proventi straordinari* di 112 milioni di euro riguardano principalmente l'utilizzo di fondi eccedenti, la definizione di contenziosi e il recupero di crediti essenzialmente nei settori Petrolchimica (72 milioni di euro), Gas & Power (23 milioni di euro) e Refining & Marketing (13 milioni di euro).

Gli *stanziamenti a fondi per rischi e oneri* di 157 milioni di euro riguardano essenzialmente gli oneri per ripristini ambientali e a fronte di dismissioni e ristrutturazioni nei settori Refining & Marketing (79 milioni di euro) e Petrolchimica (71 milioni di euro).

Gli oneri per *incentivazione esodi* di 114 milioni di euro riguardano in particolare i settori Petrolchimica (34 milioni di euro), Gas & Power (27 milioni di euro), Refining & Marketing (25 milioni di euro) e Ingegneria e Servizi (14 milioni di euro).

Le svalutazioni e minusvalenze di 55 milioni di euro riguardano la svalutazione di immobilizzazioni materiali nel settore Petrolchimica (23 milioni di euro), la minusvalenza da conferimento della Raffineria di Priolo alla Erg Raffinerie Mediterranee Srl (22 milioni di euro) e minusvalenze da cessione di rami d'azienda e immobilizzazioni materiali (10 milioni di euro; di cui 9 milioni di euro riferiti al settore Gas & Power).

Gli altri oneri straordinari di 72 milioni di euro riguardano principalmente il settore Refining & Marketing (49 milioni di euro) e sono connessi principalmente a operazioni di ristrutturazione e a costi relativi a esercizi precedenti.

[19] Imposte sul reddito dell'esercizio

(milioni di €)	2000	2001	2002
Imposte correnti:			
- imprese italiane	3.584	1.093	1.451
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	1.944	2.028	2.040
- altre imprese estere	40	175	163
	5.568	3.296	3.654
a dedurre:			
- crediti di imposta su dividendi non utilizzati per il pagamento delle imposte	(2)	(1)	
	5.566	3.295	3.654
Imposte differite nette:			
- imprese italiane	(1.478)	158	(542)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	247	93	53
- altre imprese estere		(16)	(38)
	(1.231)	235	(527)
	4.335	3.530	3.127

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane riguardano l'Irpeg per 1.156 milioni di euro, l'Irap per 252 milioni di euro e imposte estere per 43 milioni di euro.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sull'utile prima delle imposte è stata del 37,5% a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 42,1%, che risulta applicando l'aliquota del 36% (Irpeg) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (Irap) al valore netto della produzione, come previsto dalla normativa italiana.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e quella effettiva è la seguente:

(%)	2000	2001	2002
Aliquota teorica	42,7	40,9	42,1
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	2,5	5,0	2,7
- differenze permanenti	0,5	(7,6)	0,8
- effetto fiscale netto conseguente all'applicazione della legge di rivalutazione n. 342/2000	(4,9)	(4,6)	(4,7)
- benefici derivanti dall'applicazione di norme tributarie agevolative	(0,3)	(2,3)	(4,9)
- altre motivazioni	1,4	(1,4)	1,5
	(0,8)	(10,9)	(4,6)
	41,9	30,0	37,5

Le differenze permanenti relative all'esercizio 2001 riguardano principalmente la plusvalenza realizzata nel bilancio consolidato a seguito del collocamento sul mercato del 40,24% di Snam Rete Gas SpA (7,2%).