ATTI PARLAMENTARI

XIV LEGISLATURA

CAMERA DEI DEPUTATI

Doc. XV
n. 47

RELAZIONE DELLA CORTE DEI CONTI

AL PARLAMENTO

sulla gestione finanziaria degli Enti sottoposti a controllo in applicazione della legge 21 marzo 1958, n. 259

E.N.I. S.p.A.

(Esercizi 1998 e 1999)

Trasmessa alla Presidenza il 28 dicembre 2001

TIPOGRAFIA DEL SENATO (200)

PAGINA BIANCA

INDICE

Determinazione della Corte dei Conti n. 83/2001 del 18 dicembre 2001 . . . . . *Pag.* 5

Relazione sul risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'E.N.I. S.p.A. per gli esercizi 1998 e 1999 . . . . . » 7

DOCUMENTI ALLEGATI:

Esercizio 1998:

Relazione amministrativa. . . . . » 67
Relazione del Collegio sindacale . . . . . » 93
Bilancio d'esercizio . . . . . » 101
Bilancio consolidato . . . . . » 147

Esercizio 1999:

Relazione amministrativa. . . . . » 313
Relazione del Collegio sindacale . . . . . » 337
Bilancio d'esercizio . . . . . » 341
Bilancio consolidato . . . . . » 391

PAGINA BIANCA

Determinazione n. 83/2001

LA CORTE DEI CONTI

IN SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 18 dicembre 2001;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti approvato con regio decreto 12 luglio 1934, n. 1214;

vista la legge 21 marzo 1958, n. 259;

visto il decreto del Presidente della Repubblica in data 11 marzo 1961 con il quale l'E.N.I., Ente Nazionale Idrocarburi, è stato sottoposto al controllo della Corte dei conti;

vista la legge 8 agosto 1992, n. 359, di conversione, con modificazione, del decreto legislativo 11 luglio 1992, n. 333, con cui l'Ente Nazionale Idrocarburi da ente di diritto pubblico, costituito con legge 10 febbraio 1953, n. 136, è stato trasformato in società per azioni, assumendo la denominazione E.N.I. S.p.A.;

vista la sentenza della Corte costituzionale n. 466 in data 28 dicembre 1993, con cui è stato riconosciuto che spetta «alla Corte dei conti esercitare nei confronti delle società per azioni costituite a seguito della trasformazione dell'IRI, dell'E.N.I., dell'INA e dell'ENEL, il potere di controllo di cui all'articolo 12 della legge 21 marzo 1958, n. 259; controllo da esercitare nelle forme e nei limiti in precedenza applicati, fino a quando permanga una partecipazione esclusiva o maggioritaria dello Stato al capitale azionario di tali società»;

visti i bilanci della Società suddetta, relativi agli esercizi finanziari 1998 e 1999, nonché le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, trasmesse alla Corte dei conti in adempimento dell'articolo 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Presidente di Sezione dottor Nicola Soria e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della società per gli esercizi 1998 e 1999;

ritenuto che, assolto così ogni prescritto incombente, possa, a norma dell'articolo 7 della citata legge n. 259 del 1958, darsi corso alla comunicazione alle dette Presidenze, oltre che dei bilanci – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – della relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce perché ne faccia parte integrante;

P. Q. M.

comunica, a norma dell'articolo 7 della legge 21 marzo 1958, n. 259, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con i bilanci per gli esercizi 1998 e 1999 – corredati delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione – dell'E.N.I. S.p.A., l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società medesima.

L'ESTENSORE — IL PRESIDENTE

f.to Nicola Soria Colella — *f.to* Luigi Schiavello

PAGINA BIANCA

*RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DELL'*E.N.I. S.p.A. *PER GLI ESERCIZI 1998 E 1999*

SOMMARIO

PREMESSA. 1. Gli organi della società - 2. Il bilancio della società - 3. Struttura patrimoniale - 3.1. Lavoro e oneri relativi - 3.2. Proventi netti su partecipazioni - 3.3. Costi netti di ricerca scientifica - 3.4. Imposte sul reddito - 3.5. Rettifiche di valore e accantonamenti operati in applicazione di norme tributarie - 4. Indici del bilancio consolidato E.N.I. - 4.1. Struttura patrimoniale - 4.2. Struttura finanziaria - 4.3. Efficienza operativa - 4.4. Efficienza economica - 4.5. Conclusioni - 5. I risultati di gruppo - 5.1. Esplorazione e produzione - 5.2. Gas naturale - 5.3. Raffinazione e marketing - 5.4. Petrolchimica - 5.5. Ingegneria e servizi - 5.6. Altre attività - 5.7. Attività in corso di dismissione - 6. L'attività di dismissione - 7. Contratti e consulenze - 8. Il personale - 9. La privatizzazione - 10. L'attività di controllo - 11. Conclusioni.

PAGINA BIANCA

PREMESSA

La presente relazione, che si rende ai sensi della legge n. 259 del 1958, riferisce sulla gestione finanziaria ed economica dell'Eni S.p.A. per gli esercizi 1998 e 1999.

1. - GLI ORGANI DELLA SOCIETA'

Nel corso degli esercizi 1998 e 1999 taluni eventi, di seguito richiamati, hanno interessato la composizione degli organi cui competono conduzione, amministrazione e controllo della società.

L'assemblea ordinaria e straordinaria il 30/1/98, dietro proposta del Consiglio di amministrazione, ha modificato l'art. 17.3 dello statuto sociale al fine di aumentare, in relazione al maggior impegno connesso all'incorporazione dell'Agip S.p.A. nell'Eni S.p.A., il numero degli amministratori da sette a nove e di aumentare da due a tre il numero dei consiglieri espressione delle liste di minoranza .

Con deliberazione del 19 novembre 1998, approvata dal Collegio sindacale ai sensi dell'art. 2386 codice civile, il Consiglio di amministrazione ha provveduto, a seguito delle dimissioni rassegnate dal precedente Amministratore Delegato, alla nomina di un nuovo Amministratore Delegato e al conferimento delle relative deleghe.

Nel corso dell'anno 1998 la retribuzione annua lorda come dirigente dell'Amministratore Delegato è stata elevata da 786,3 milioni di lire a 879,3 milioni di lire con decorrenza dal 1° luglio 1998 ed è stata corrisposta al medesimo la somma "una tantum" di 300 milioni di lire. La retribuzione come dirigente del Presidente è stata elevata, con la stessa decorrenza, da 737,6 milioni di lire a 810,6 milioni di lire e gli è stata corrisposta la somma "una tantum" di 220 milioni di lire.

Il compenso annuo riconosciuto agli altri componenti del Consiglio di amministrazione non ha subito modificazioni rispetto all'ammontare deliberato dall'assemblea ordinaria il 14 maggio 1996.

Il Collegio sindacale è stato nominato dall'assemblea ordinaria degli azionisti il 16 giugno 1998 e, ai sensi dell'art. 208, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, la relativa durata è stata fissata in un anno. In relazione al maggior impegno connesso all'incorporazione dell'Agip S.p.A. nell'Eni S.p.A., la medesima assemblea ha altresì approvato la proposta di

ampliamento da tre a cinque del numero dei sindaci effettivi ed ha provveduto a nominarne quattro oltre ai due sindaci supplenti. Il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, in virtù dei poteri speciali previsti dalla legge 474/94 e ai sensi dell'art. 6.2, lettera d), dello statuto sociale, ha provveduto, d'intesa con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, alla nomina del Presidente del Collegio sindacale. Il compenso annuo è stato determinato dall'assemblea in 120 milioni di lire per il Presidente e in 80 milioni di lire per gli altri sindaci effettivi, oltre a 300.000 lire per la presenza a ciascuna riunione degli organi statutari ed al rimborso delle relative spese.

Più significativi gli eventi, concernenti gli stessi organi, accaduti nel corso del 1999: eventi che possono essere riassunti nei termini seguenti.

L'Assemblea del 4 giugno 1999 ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione per la durata in carica di un triennio. Cinque degli amministratori nominati sono espressione della lista presentata dal Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, proprietario, in quel momento, del 36,333% del capitale sociale, mentre altri tre amministratori sono stati tratti dalla lista presentata dagli azionisti proprietari complessivamente del 2,578% del capitale sociale. Il Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, in virtù dei poteri speciali previsti dalla legge 474/94 e ai sensi dell'art. 6.2, lettera d), dello statuto sociale, ha inoltre provveduto, d'intesa con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, alla nomina di un altro amministratore. Inoltre l'assemblea ha determinato in 400 milioni di lire il compenso al presidente e 120 milioni di lire quello agli altri amministratori, oltre a 300.000 lire e al rimborso delle spese sostenute da ciascun membro per partecipazione alle riunioni degli organi statutari.

Il Consiglio di Amministrazione, a seguito delle dimissioni rassegnate dal Presidente del Consiglio di Amministrazione in data 29 settembre 1999, il 5 ottobre 1999 ha cooptato, ai sensi dell'art. 2386 c.c., un amministratore e ha proposto all'Assemblea degli azionisti convocata per il 30 novembre

1999 di nominare il medesimo Presidente del Consiglio di Amministrazione. L'Assemblea ha approvato la proposta.

Nel corso del 1999 il Consiglio di Amministrazione, in virtù del mandato conferitogli per l'attuazione dell'aumento del capitale da assegnare gratuitamente a dirigenti del gruppo, ha individuato 1.113 dirigenti, tra cui L'Amministratore Delegato, ai quali sono state offerte complessivamente n. 1.966.200 azioni, integralmente sottoscritte dagli interessati;il capitale sociale è stato pertanto aumentato in misura corrispondente al valore nominale delle azioni sottoscritte. L'Amministratore Delegato ha sottoscritto n. 27.600 azioni ordinarie Eni S.p.A. a esso assegnate.

Nel corso dell'anno 1999 la rimunerazione dell'Amministratore Delegato è stata determinata in misura corrispondente alla retribuzione annua lorda a lui spettante in qualità di dipendente dell'Eni S.p.A., al netto del compenso spettante quale Amministratore. La retribuzione annua lorda dell'Amministratore Delegato è stata determinata in un miliardo di lire con decorrenza dal 17 giugno 1999, oltre alla somma "una tantum"di 475 milioni di lire, comprensivi del valore delle azioni assegnate in sottoscrizione. La rimunerazione del Presidente è stata fissata in 600 milioni di lire, oltre al compenso di 400 milioni di lire determinato dall'assemblea il 4 giugno 1999; inoltre gli sono stati riconosciuti un importo lordo "una tantum", da erogare annualmente a partire dal 2000, commisurato al contributo apportato ai risultati di Gruppo, la disponibilità di un alloggio in Roma e la copertura assicurativa contro gli infortuni professionali ed extra professionali.

Il Collegio sindacale è stato nominato per un triennio dall'assemblea ordinaria degli azionisti il 4 giugno 1999. Di questo due sindaci effettivi e due sindaci supplenti sono stati tratti dalla lista presentata dal Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, mentre gli altri due sindaci effettivi e il restante sindaco supplente sono stati tratti dalla lista presentata da azionisti proprietari complessivamente del 2,578% del

capitale sociale. Il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, in virtù dei poteri speciali previsti dalla legge n. 474/94 e ai sensi dell'art.6.2, lettera d) dello statuto sociale, ha provveduto, d'intesa con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, alla nomina del Presidente del Collegio sindacale. Il compenso annuo è stato determinato dall'assemblea in 150 milioni di lire per il Presidente e in 100 milioni per i sindaci effettivi, oltre a 300.000 lire per la presenza di ciascuno di essi a ogni riunione degli organi statutari e al rimborso delle spese. Nel corso degli esercizi del 1998 e del 1999 il Consiglio di Amministrazione si è riunito quindici volte nel primo e quattordici nel secondo; il Collegio sindacale sedici volte nel 1998 e venti volte nel 1999.

2. - IL BILANCIO DELLA SOCIETA'

Il bilancio dell'esercizio 1998 si è chiuso con l'utile netto di 2.126 miliardi di lire, contro l'utile netto di 4.022 miliardi di lire conseguito nell'esercizio precedente.

La riduzione di 1.896 miliardi di lire è dovuta, oltre che alla contrazione dell'utile operativo, principalmente ai minori proventi netti su partecipazioni e relativi crediti di imposta a seguito, in particolare, della circostanza che nell'esercizio 1997 l'Agip S.p.A. (incorporata dall'Eni S.p.A. con effetto economico dal 1° gennaio 1997) aveva distribuito un dividendo di 1.875 miliardi di lire a valere sull'utile conseguito nel 1996.

I fattori negativi sono stati in parte compensati dalle minori rettifiche di valore e accantonamenti operati in applicazione di norme tributarie e soprattutto dalle minori imposte sul reddito, che hanno risentito della flessione dell'utile lordo. La riduzione dell'utile operativo (-685 miliardi di lire) è connessa, in particolare, alla flessione dei prezzi di vendita in lire degli idrocarburi e alle svalutazioni (266 miliardi di lire) resesi necessarie per adeguare il valore dei pozzi e degli impianti alla residua possibilità di utilizzazione. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla diminuzione degli accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti per 558 miliardi di lire.

Nel 1999 il bilancio di esercizio si è chiuso con l'utile netto di 4.306 miliardi di lire, contro l'utile di 2.126 miliardi di lire conseguito nell'esercizio precedente. L'aumento di 2.180 miliardi di lire è dovuto essenzialmente all'aumento dell'utile operativo di 912 miliardi di lire e all'effetto del nuovo principio n.25 in materia di trattamento contabile delle imposte sul reddito, emanato nel marzo 1999 dal Consiglio Nazionale dei Dottori commercialisti e dei Ragionieri, che prevede l'iscrizione delle differenze temporanee tra il valore attribuito a un'attività, o a una passività, secondo criteri civilistici e il valore a esse riconosciuto ai fini fiscali; la sua applicazione, obbligatoria a partire dai bilanci chiusi dopo il 31 marzo 1999, ha comportato l'iscrizione di

un provento straordinario per imposte anticipate nette al 1°gennaio 1999 di 802 miliardi di lire.[1]

A chiarimento e riepilogo valga il prospetto che segue:

(in miliardi di lire)

	1997	**1998**	VAR.97/98	**1999**	Var. 98/99
Utile operativo	1.989	1.304	(685)	2.215	912
Proventi (Oneri) finanziari netti	(69)	57	126	345	288
Proventi netti su partecipazioni	3.733	1.350	(2.383)	1.692	343
Proventi (Oneri) straordinari netti	(13)	146	159	778	631
Imposte nette	(763)	(72)	691	(265)	(193)
Rettifiche di valore e accantonamenti operati in applicazione di norme tributarie	(855)	(659)	196	(459)	199
Utile netto	4.022	2.126	(1.896)	4.306	2.180

L'aumento dell'utile operativo è dovuto in particolare:

a) ai minori ammortamenti e svalutazioni (579 miliardi di lire connessi in particolare: alla circostanza che nell'esercizio 1998 venne rilevata la svalutazione di asset minerari di 266 miliardi di lire; alla riduzione degli ammortamenti di sviluppo di 230 miliardi per la minore produzione e per gli effetti della svalutazione effettuata nel 1998; alla flessione degli ammortamenti di ricerca mineraria di 89 miliardi per la maggiore selettività degli investimenti;

[1] Le istruzioni al modello "unico 99" hanno escluso la tassabilità delle imposte anticipate facendo venir meno le incertezze che ne impedivano la contabilizzazione.
In precedenza l'Eni contabilizzava le imposte anticipate fino a concorrenza di quelle differite. L'ammontare delle imposte anticipate non iscritte veniva indicato nella nota integrativa a commento del patrimonio netto.

b) all'aumento dei ricavi di vendita di greggi e condensati (263 miliardi) per l'incremento dei prezzi di vendita (circa il 54%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla diminuzione delle quantità vendute (3,2 milioni di barili).

Il risultato degli esercizi 1998 e 1999, previo accantonamento alla riserva legale, è stato distribuito agli azionisti per il '98 (assemblea del 4 giugno 1999) e per il '99 (assemblea del 6 giugno 2000).

3. - **STRUTTURA PATRIMONIALE**

Nel prospetto che segue sono poste a raffronto la struttura patrimoniale dell'Eni e quella del consolidato Eni al 31 dicembre 1997, 1998 e 1999.

(in miliardi di lire)

Eni S.p.A.	**31.12.1997**	**31.12.1998**	Var.97/98	**31.12.1999**	Var.98/99
Capitale immobilizzato	23.055	21.435	(1.620)	22.598	(1.163)
Capitale di esercizio netto [1]	3.163	3.467	304	2.372	1.095
Fondo smantellamento e ripristino siti	(1.238)	(1.407)	(169)	(1.543)	(136)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(106)	(80)	26	(99)	(19)
Capitale investito netto	**24.874**	**23.415**	**(1.459)**	**23.328**	**(87)**
Patrimonio netto	21.275	21.179	(96)	23.091	1.912
Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	1.046	1.705	659	2.165	460
Indebitamento finanziario netto	2.553	531	(2.022)	(1.928)	(2.459)
Coperture	**24.874**	**23.415**	**(1.459)**	**23.328**	**(87)**

Consolidato Eni					
Capitale immobilizzato	47.295	47.896	601	53.534	(5.638)
Capitale di esercizio netto	722	154	(568)	(2.364)	(2.518)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(978)	(689)	289	(796)	(107)
Capitale investito netto	**47.039**	**47.361**	**322**	**50.374**	**3.013**
Patrimonio netto	29.671	31.281	1.610	35.623	4.342
Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	1.781	2.390	609	2.616	226
Indebitamento finanziario netto	15.587	13.690	(1.897)	12.135	1.555
Copertura	**47.039**	**47.361**	**322**	**50.374**	**3.013**

[1] di cui, per crediti di imposta 2.724 miliardi al 31 dicembre 1997, 2.977 miliardi al 31 dicembre 1998 e 1.051 miliardi al 31 dicembre 1999.

Dall'analisi della struttura patrimoniale dell'Eni S.p.A. emerge in tutti e tre gli anni considerati il progressivo rafforzamento della solidità finanziaria della Società e del gruppo.

Nel 1998 l'indebitamento finanziario netto (531 miliardi di lire) si è ridotto rispetto al 31dicembre 1997 di 2.022 miliardi di lire. Il flusso di cassa generato dal risultato operativo (2.657 miliardi di lire), unitamente agli incassi derivanti dai dividendi (2.766 miliardi di lire) e dalla vendita di azioni Saipem e Nuovo Pignone (886 miliardi di lire), ha consentito di ridurre l'indebitamento, di effettuare investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali e in partecipazioni (1.881 miliardi di lire) e di pagare i dividendi deliberati dall'Assemblea degli azionisti del 16 giugno 1998 (2.240 miliardi di lire).

Il capitale investito netto di 23.415 miliardi di lire – costituito essenzialmente da partecipazioni (16.514 miliardi di lire), da immobilizzazioni materiali e immateriali (5.287 miliardi di lire) e da crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato (2.977 miliardi di lire) – è coperto per il 90% dal patrimonio netto.

Nel 1999 la posizione finanziaria netta positiva di 1.929 miliardi di lire registra un incremento rispetto al 31 dicembre 1998 di 2.459 miliardi di lire. Il flusso di cassa del risultato operativo(3.501 miliardi di lire), l'incasso dei dividendi (3.454 miliardi di lire)e l'incasso dei crediti di imposta (1.617 miliardi di lire) hanno consentito di migliorare la posizione finanziaria, di effettuare investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali e in partecipazioni per complessivi 4.163 miliardi di lire e di corrispondere agli azionisti il dividendo 1998 di lire2.399 miliardi di lire.

Una più dettagliata esposizione dei crediti e dei debiti finanziari, titoli e disponibilità al 31 dicembre 1997, 1998 e 1999 risulta dalla seguente tabella.

		31.12.1997	**31.12.1998**	Var.97/98	**31.12.1999**	Var.98/99
Debiti finanziari						
a medio e lungo termine		3.179	2.103	(1.076)	2.045	(58)
a breve termine		2.048	689	(1.359)	215	(474)
	a)	**5.227**	**2.792**	**(2.435)**	**2.260**	**(532)**
Crediti finanziari, titoli e disponibilità						
Crediti finanziari:						
A medio e lungo termine		738	642	(96)	596	(46)
a breve termine		1.212	44	(1.168)	1.038	994
	b)	**1.950**	**686**	**(1.264)**	**1.634**	**948**
titoli (CCT1994/1999)		721	300	(421)	1.425	1.125
disponibilità		3	1.275	1.272	1.129	(146)
	c)	**724**	**1.575**	**851**	**2.554**	**979**
	(a-b-c)	**2.553**	**531**	**(2.022)**	**(1.928)**	**(2.459)**

3.1 - LAVORO ED ONERI RELATIVI.

Nel 1998 il costo del lavoro per il personale in servizio presso l'Eni S.p.A. (484 miliardi di lire) registra una riduzione di 1 miliardo di lire da attribuirsi, in presenza di una normale dinamica retributiva, all'abolizione del contributo al Servizio Sanitario Nazionale, connessa alla introduzione dell'Irap, e alla riduzione del personale.Mentre la riduzione del costo del personale di 21 miliardi di lire nel 1999 è da attribuirsi essenzialmente alla riduzione del personale.

Il personale in servizio al 31 dicembre 1998 era di 5.420 unità , nel '99 è stato di 5.172 unità con un decremento rispettivamente di 64 unità rispetto al 31 dicembre 1997 e di 248 unità rispetto al 31 dicembre 1998.

L'analisi per categoria è la seguente:

Al 31/12	1997	1998	1999
Dirigenti	271	280	264
Quadri	1.174	1.250	1.246
Impiegati	3.024	2.927	2.785
Operai	1.015	963	877
	5.484	**5.420**	**5.172**

3.2 - PROVENTI NETTI SU PARTECIPAZIONI.

La valutazione delle partecipazioni secondo il criterio del"costo rettificato" determina, per le società con andamento economico positivo, il formarsi di riserve implicite di ammontare pari alla differenza tra il valore di libro e il patrimonio netto della partecipata desunto dal bilancio consolidato se redatto o dal bilancio di esercizio; mentre, per le società con andamento economico non positivo, il valore di carico è rettificato per perdite durevoli di valore apprezzati sulla base del patrimonio netto sottostante.

Ne è conseguito che, al 31 dicembre 1998 e al 31 dicembre 1999 il patrimonio netto delle società controllate e collegate è risultato superiore ai valori di carico di 8.862 miliardi di lire nel'98 e di 11.829 miliardi di lire nel'99, somma che rappresenta la riserva implicita formatasi nel tempo quale incremento del patrimonio netto consolidato della partecipata non riflesso nel bilancio di esercizio della partecipante; a formare la riserva concorre l'utile dell'esercizio in quota Eni S.p.A. conseguito dalla società per 2.871 miliardi di lire nel 1998 e 3.991 miliardi di lire nel 1999,che contribuirà alla formazione dell'utile dell'Eni S.p.A. per la quota che verrà incassata nel tempo sotto forma di dividendo.

Tenuto conto del criterio di valutazione applicato, gli investimenti azionari si riflettono nel conto economico dell'Eni S.p.A. in termini di proventi (dividendi e plusvalenze da cessioni) e oneri (svalutazioni, coperture di perdite in corso d'esercizio e minusvalenze da cessioni) il cui saldo nel 1998 è stato positivo per 1.350 miliardi di lire. La diminuzione di

2.383 miliardi di lire rispetto al 1997 è dovuta prevalentemente ai minori dividendi (-1.381 miliardi di lire) oltre che alle maggiori perdite (+822 miliardi di lire) su partecipazioni. Nel 1999 il saldo è stato positivo per 1.692 miliardi di lire.

Per completezza si riporta il risultato netto delle principali società controllate per gli esercizi 1997, 1998 e 1999.

risultato netto

(in miliardi di lire)

	1997	**1998**	Var. 97/98	**1999**	Var.98/99
Snam S.p.A.	1424	2260	836	2593	333
AgipPetroli S.p.A. (1)	414	210	(204)	391	180
EniChem S.p.A.	92	(481)	(573)	(1.071)	(590)
Saipem s.p.A.	98	100	21	39	(61)
Snamprogetti S.p.A.	86	103	17	103	0
Enifin S.p.A.	1	0	0	0	0
Sofid S.p.A.	12	81	69	54	(27)
Eni International holding BV (2)	219	144	(75)	902	758
Agip Exploration BV (2)	(206)	(457)	(251)	(328)	129
Agip International BV (2)	499	(41)	(540)	1049	1090
Enrisorse S.p.A.	(315)	(784)	(469)		

(1) Per consentire un confronto omogeneo i dati dell'esercizio 1997 comprendono anche i valori relativi al bilancio 31 dicembre 1997 della Italiana Petroli S.p.A. incorporata con effetto dal 1° gennaio 1998
(2) Milioni di dollari USA.

3.3 - COSTI NETTI DI RICERCA SCIENTIFICA.

Nell'esercizio 1998 i costi sostenuti per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 97 miliardi di lire (110 miliardi di lire nel 1997), di cui 69 riferiti alla Divisione Agip e 28 riferiti alla Corporate. Questi ultimi sono al netto di 36 miliardi di lire addebitati alle società controllate che hanno aderito alla Convenzione stipulata nel 1993 per il finanziamento della ricerca scientifica, la quale opererà fino a esaurimento degli impegni assunti entro il 1997. Con decorrenza dal 1° gennaio 1998, l'Eni S.p.A. ha istituito un nuovo programma di incentivazione della ricerca volto a sostenere

progetti di ricerca strategici, ad alto rischio e ad alti ritorni potenziali, finalizzati a innovazioni tecnologiche radicali.

Le ricerche della Divisione Agip hanno interessato in particolare l'acquisizione di dati sismici in tempo reale durante la fase di perforazione, l'applicazione di tecnologie a basso costo finalizzate all'incremento della produzione di campi maturi e la realizzazione di tecniche avanzate di perforazione in aree geologiche complesse, che consentono una forte riduzione dei tempi e dei costi di perforazione, già utilizzate con successo nell'area della Val d'Agri.

Nell'esercizio 1999 i costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 97 miliardi di lire, di cui 74 riferiti alla Divisione Agip e 23 alla Corporate.

Le ricerche della Divisione Agip hanno interessato in particolare l'applicazione industriale di nuove tecnologie a basso costo finalizzate all'incremento della produzione dei campi maturi a gas, lo sviluppo della tecnologia multi-fase volta a ridurre in modo significativo i costi di sviluppo e di produzione dei campi, la messa a punto e l'attivazione di un processo in grado di evidenziare la probabile presenza di idrocarburi superficiali con rilevamenti satellitari, l'acquisizione, la messa a punto e l'applicazione di metodologie volte a migliorare le conoscenze relative ai giacimenti fratturati.

3.4 - IMPOSTE SUL REDDITO.

Le imposte nette sul reddito nel 1998 sono pari a 72 miliardi di lire, nel 1999 sono 265 miliardi di lire e riguardano quasi esclusivamente l'Irap, mentre l'Irpeg per 1.034 miliardi di lire ('98) e 1.696 miliardi di lire ('99) è stata essenzialmente compensata dall'utilizzo di crediti di imposta su dividendi.

3.5 - RETTIFICHE DI VALORE OPERATE IN APPLICAZIONE DI NORME TRIBUTARIE.

L'analisi delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (659 miliardi di lire nel 1998 e di 459 miliardi di lire nel 1999 al netto dei "rigiri")[2] è riportata nella tabella seguente:

(in miliardi di lire)

	1997	**1998**	Var. 97/98	**1999**	Var. 98/99
Ammortamenti ecc. le aliquote economico-tecniche	(713)	(700)	13	525	175
Ammortamenti anticipati	(216)	(189)	27		189
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti e anticipati stanziati in esercizi precedenti	58	206	148	60	(146)
Utilizzo fondo svalutazione crediti		19	19		(19)
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti e anticipati per cessioni e radiazioni	16	5	(11)	5	
	(855)	**(659)**	**196**	**(460)**	**(199)**

Nel 1998 l'utilizzo del fondo svalutazioni crediti (19 miliardi di lire) è connesso alla riduzione dei crediti finanziari, che ha reso esuberante parte del fondo costituito ai sensi dell'art. 71 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

Nel 1999 si può notare che la flessione degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche di 175 miliardi di lire è connessa all'esaurimento dell'ammontare fiscale di alcuni beni.

Nell'esercizio da ultimo esaminato, non sono stati imputati a conto economico ammortamenti anticipati per 176 miliardi di lire perché a partire dall'esercizio 1999 sono rilevati alla riserva di patrimonio netto "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" in sede di attribuzione dell'utile di esercizio da parte dell'Assemblea degli azionisti, così come raccomandato dal principio contabile n. 25 del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

---

[2] I "rigiri" riguardano gli ammortamenti eccedenti riassorbiti per effetto dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito, nonché a fronte di cessioni, radiazioni e svalutazioni.

4. - INDICI DEL BILANCIO CONSOLIDATO ENI

PREMESSA

La semplice lettura dei dati di un bilancio non sempre si presenta idonea a soddisfare adeguatamente l'esigenza di una interpretazione completa della situazione in cui versa l'impresa,soprattutto ove si consideri nel nostro caso che sostanzialmente l'Eni S.p.A., anche dopo l'incorporazione dell'Agip S.p.A., è strutturata come una "Holding" di partecipazioni. I dati come sopra evidenziati nei tre esercizi possono essere impiegati per ricavare indicatori di bilancio utili, in primissima approssimazione, a dare una risposta tendenzialmente adeguata alle domande concernenti l'andamento gestionale dell'impresa.

E' noto che detti indicatori si presentano come rapporti, tra due o più voci del bilancio, che, espressi in percentuale e in tempo, consentono di ricavare una serie di informazioni riguardanti principalmente la struttura patrimoniale dell'impresa, la sua struttura finanziaria, la sua efficienza operativa, la sua efficienza economica. E'altresì noto che il risultato positivo della gestione risulta dall'analisi complessiva dei vari indicatori. Per altro, stante la struttura dell'Eni S.p.A., è necessario utilizzare quale terreno sul quale svolgere l'indagine il bilancio consolidato riclassificato, dove sono presenti i dati corrispondenti alle esigenze di analisi.

Comunque gli indici che seguono presentano una significatività che va in ogni caso ricondotta alla specificità del Gruppo Eni.

4.1 - STRUTTURA PATRIMONIALE

Indice di Proprietà di indebitamento . Questo indicatore consente di verificare in che proporzione i mezzi del Gruppo e dei terzi concorrono al finanziamento delle attività delle imprese. Il dato è ottenuto rapportando il patrimonio netto al capitale di rischio e di debito, al netto degli investimenti di natura finanziaria e delle disponibilità liquide potenzialmente utilizzabili

per la riduzione del debito. Si rileva al riguardo un progressivo aumento dei mezzi del Gruppo che concorrono al finanziamento dell'attività dell'impresa. Il costante aumento dell'indicatore sta a significare che i soci finanziano l'attività d'impresa fino a raggiungere il 75,91% nel'99.

Indice di copertura netta del Capitale immobilizzato. Questo indicatore permette di evidenziare se i capitali effettivamente versati dal Gruppo e dai terzi azionisti riescono a coprire il fabbisogno durevole di investimento in immobilizzazioni. Precisato che il capitale immobilizzato rappresenta i beni posti durevolmente al servizio della gestione del Gruppo, va rilevato che la percentuale del 71% raggiunta nel'99 testimonia il buon grado di copertura degli impieghi a più lungo termine con il capitale del Gruppo e dei terzi azionisti.

Indice di copertura lorda del Capitale immobilizzato. Questo rapporto permette di evidenziare se le forme di finanziamento a medio e lungo termine, aggiunte ai finanziamenti effettivi del Gruppo e dei terzi azionisti, riescono a coprire il fabbisogno durevole di investimento in immobilizzazioni. L'indicatore risulta superiore ad 1 in tutti e tre gli anni considerati ed è progressivamente aumentato.Il capitale immobilizzato è finanziato anche dai debiti a L/M termine, così dimostrando un qualche vincolo sui beni che devono restare sempre e comunque a disposizione della gestione consolidata.

Indice di garanzia dei debiti a M/L termine. Questo rapporto indica in che misura le immobilizzazioni coprono l'indebitamento a lungo termine.

Per la visione di insieme ed un utile riepilogo valga il prospetto che segue:

RIFERIMENTO	INDICE	FORMULA	1997	1998	1999
Struttura patrimoniale	Proprietà	Patrimonio netto del Gruppo / Capitale di rischio e di debito *100	66,86%	71,09%	75,91%
	Copertura netta del Capitale immobilizzato	Patrimonio Netto del Gruppo - Crediti V/S Soci / Capitale Immobilizzato	0,66	0,70	0,71
	Copertura lorda del Capitale immobilizzato	Patrimonio Netto del Gruppo - Crediti V/S Soci + Debiti L/M +Fondi totale +TFR totale /Capitale Immobilizzato	1,14	1,14	1,14
	Garanzia dei debiti a M/L Termine	Capitale Immobilizzato / Debiti L/M + Fondi totale + TFR totale	2,38	2,35	2,41

Una volta esaminato il livello di solidità patrimoniale, sembra opportuno analizzare la parte rimanente del patrimonio, nonché la liquidità ed i finanziamenti a breve che introducono l'esame dell'equilibrio finanziario. La struttura patrimoniale risulta essere sufficientemente equilibrata. Le immobilizzazioni sono finanziate dalle fonti a lungo termine, sia del Gruppo che dei terzi; il che è ancor più evidenziato da una forte patrimonializzazione dell'impresa (patrimonio netto superiore al 70% delle fonti).

Tutto ciò ha un corrispondente effetto sulla redditività,intesa come incidenza bassa degli oneri finanziari,che sono allineati ai tassi a lungo presenti sul mercato.

4.2 - STRUTTURA FINANZIARIA

Indice di liquidità. Questo indice è ottenuto mettendo a raffronto le disponibilità finanziarie a breve con i debiti a breve, escludendo dall'attivo circolante le rimanenze, nella considerazione che non sempre esse sono facilmente liquidabili. In tal modo si misura la capacità dell'impresa di far fronte ai debiti a breve con le proprie disponibilità, pure a breve. Il Gruppo riesce nei 3 anni presi in esame a migliorare l'indicatore, contando su una disponibilità liquida di 0,91 nel'99.

Indice della disponibilità Questo indice rappresenta la capacità del Gruppo Eni e dei terzi di far fronte con la propria disponibilità a breve alla esigenza di estinguere tutti i debiti in scadenza nell'esercizio successivo.

Possiamo affermare che nel '99 per ogni 100 lire di debito a breve l'impresa può contare su disponibilità e rimanenze di 112 lire.

Copertura degli oneri finanziari. Questo indicatore consente di verificare la capacità dell'azienda di far fronte al pagamento degli interessi sui debiti. L'indice di copertura degli oneri finanziari del Gruppo Eni è ottenuto mettendo a raffronto l'utile operativo con gli oneri dovuti sui finanziamenti netti.

Per completare e riassumere si propone la tabella che segue:

RIFERIMENTO	INDICE	FORMULA	1997	1998	1999
Struttura finanziaria	Liquidità	Totale disponibilità a breve - Rimanenze /Totale debiti a breve	0,84	0.84	0,91
	Disponibilità	Totale disponibilità a breve - /Totale debiti a breve	0,99	1,00	1,12
	Copertura degli oneri finanziari netti	Utile Operativo / Oneri Finanziari netti	23,35	92,21	64,47

Una volta esaminato il livello di solidità patrimoniale e finanziaria raggiunto dall'impresa, bisogna analizzare l'efficienza operativa e l'efficienza economica dell'impresa stessa. La prima attiene alla gestione dei crediti, dei debiti e delle rimanenze (scorte o giacenze); la seconda attiene alla misurazione dei risultati dell'esercizio.

4.3 - EFFICIENZA OPERATIVA

Indice di efficienza operativa globale. Il valore della produzione è dato dalla somma dei ricavi della gestione caratteristica e degli altri ricavi e proventi sul totale dell'attivo delle immobilizzazioni materiali e immateriali. Questo indicatore – peraltro di problematica interpretazione - esprime l'intensità e l'efficienza nell'utilizzo delle risorse impiegate in rapporto al volume della produzione. Per il Gruppo Eni, con riferimento agli esercizi per i quali si riferisce, il valore della produzione rispetto al totale delle immobilizzazioni materiali e immateriali denota un lieve decremento.

Indice di rotazione dei crediti. Tale indicatore consente di calcolare la velocità con la quale si rinnovano i crediti nell'esercizio. Esso si ottiene mettendo a raffronto i ricavi delle vendite e delle prestazioni con i crediti

commerciali. Bisogna considerare che i ricavi presi in esame per la costruzione dell'indicatore sono al netto di IVA, mentre i crediti comprendono anche il valore dell'imposta, in quanto il dato depurato non è ricavabile dal bilancio consolidato, ma solo dalla contabilità delle singole imprese. L'applicazione di detto indice alla realtà gestionale del Gruppo Eni evidenzia un numero di rinnovi dei crediti costante nel tempo, circa sette volte ogni 12 mesi.

Indice di durata media dei crediti. Questo indicatore esprime il tempo medio che intercorre tra vendita ed incassi. Mette in evidenza il tempo che il Gruppo impiega per riscuotere i suoi crediti commerciali rispetto alle politiche standard. Il Gruppo Eni contiene a 47gg. i tempi di riscossione crediti. La determinazione di questo indice risente comunque della differenza tra il valore dei crediti commerciali e il valore dei ricavi indicata al punto precedente.

Indice di durata media dei debiti. Questo indice esprime il tempo medio che intercorre tra acquisti e pagamenti ai fornitori. Questo rapporto permette una valutazione della capacità di autofinanziamento commerciale del Gruppo. Tale indice viene ottenuto mettendo a raffronto i debiti commerciali con i costi per materie (prime, sussidiarie, di consumo e di merci) e i costi per servizi. Vuol dire che il Gruppo Eni nel '99 paga i suoi fornitori dopo 73gg. rispetto all'acquisto. Bisogna tener presente che questo indice risulta determinato in eccesso in quanto i debiti sono comprensivi di IVA e i costi sono invece espressi al netto;inoltre lo stesso indice esclude i fornitori di impianti o immobilizzazioni in generale, per i quali esistono tempi particolari.

La tabella che segue completa e riassume:

RIFERIMENTO	INDICE	FORMULA	1997	1998	1999
Efficienza operativa	Efficienza operativa globale	Ricavi della gest. Caratteristica ed altri ricavi e proventi / immobilizzazioni materiali e immateriali	1,43	1,28	1,27
	Rotazione dei crediti	Ricavi delle vendite e delle prestazioni / Crediti commerciali	7,18	7,04	7,63
	Durata media dei crediti	Crediti commerciali / Ricavi delle Vendite e delle Prestazioni *360gg	50,16 gg	51,10 gg	47,20 gg
	Durata media dei debiti	Debiti commerciali/ Costi per Materie + Costi per Servizi*360gg	63,00 gg	69,93 gg	72,95 gg

In conclusione per valutare con più precisione il valore degli indicatori di efficienza operativa bisogna confrontarli con gli indici di settore.

4.4 - EFFICIENZA ECONOMICA

Indice di redditività delle vendite. Questo indicatore, noto con l'acronimo ROS (da "return on sales"), misura il rendimento del fatturato in relazione all'utile operativo. Esprime altresì la contribuzione delle vendite all'assorbimento delle spese di vendita, di sviluppo e di ricerca, delle spese generali e amministrative, degli oneri finanziari ed alla formazione dell'utile netto. Tale indice è calcolato mettendo a raffronto l'utile operativo con i ricavi delle vendite e delle prestazioni. Nel 1998 la redditività delle vendite diminuisce come conseguenza della diminuzione dei ricavi e della riduzione dell'utile operativo conseguito dal Gruppo Eni, connesse alla forte flessione delle quotazioni internazionali del petrolio.

Indice di redditività del capitale investito. Questo indicatore, noto con l'acronimo ROI (da "return on investiments"), mette a raffronto il reddito operativo con il totale delle attività operative investite in azienda, cioè di tutti gli investimenti necessari per lo svolgimento di questa attività. Questo indicatore dal '97 al '98 diminuisce per riduzione dell'utile operativo.

Indice di redditività del capitale proprio. Questo indicatore, noto con l'acronimo ROE (da "return on equity"), misura la remunerazione del

Indice di redditività del capitale proprio. Questo indicatore, noto con l'acronimo ROE (da "return on equity"), misura la remunerazione del capitale proprio; indica quante lire l'azienda guadagna per ogni lira investita dai suoi azionisti. Tale indice è ottenuto mettendo a raffronto l'utile di esercizio dell'Eni con il suo patrimonio netto.

In dettaglio e riassumendo:

RIFERIMENTO	INDICE	FORMULA	1997	1998	1999
Efficienza economica	Redditività delle vendite (ROS)	Utile operativo /Ricavi delle gestione caratteristica *100	17%	13%	18%
	Redditività del capitale investito (ROI)	Risultato operativo / capitale investito netto operativo *100	21%	17%	19%
	Redditività del capitale proprio (ROE)	Utile di esercizio di competenza Eni / Patrimonio Netto di competenza Eni*100	17%	14%	16%

4.5 - Conclusioni

Il quadro della struttura patrimoniale appare equilibrato con un patrimonio netto sufficiente a garantire gli impieghi a lungo termine. I finanziamenti presso terzi a lungo termine incidono solo nella misura di circa il 20%, rendendo così possibile incrementare le fonti di finanziamento globale a medio e lungo termine particolarmente convenienti.

Questa favorevole impostazione è confermata nel breve, in quanto l'impresa con la sua gestione ordinaria è riuscita ampiamente a coprire i fabbisogni per oneri finanziari dal '97 al '99.

Il quadro patrimoniale e finanziario non evidenzia adeguatamente l'andamento e la capacità dell'impresa di creare reddito; per questo motivo lo studio delle voci economiche trova nel ROI l'anello di collegamento tra profitto e patrimonio. Tale indicatore pone in rapporto il risultato operativo con l'importo del capitale investito netto operativo dell'anno di competenza, rivelando la capacità delle immobilizzazioni a produrre reddito con l'attività principale.

La riduzione dell'utile operativo nell'anno 1998 è connessa in particolare alla flessione dei prezzi di vendita degli idrocarburi e alle svalutazioni resesi necessarie per adeguare il valore dei pozzi e degli impianti alla residua possibilità di utilizzazione. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla diminuzione degli accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti.

Nel 1999 l'aumento dell'utile operativo è dovuto principalmente per minori ammortamenti e per svalutazioni, per l'aumento dei ricavi di vendita di greggi e condensati, per l'incremento dei prezzi di vendita, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla diminuzione delle quantità vendute.

Il ROE (cioè la capacità del patrimonio netto di proprietà Eni di produrre reddito indipendentemente dal tipo di gestione) nel 1998 ha subito una diminuzione, malgrado la riduzione dell'imposte sul reddito per lire 1.556 miliardi, perché il patrimonio netto (denominatore del ROE) si è incrementato da 29.671 miliardi di lire a 31.281 miliardi di lire. L'indebitamento finanziario netto si è ridotto rispetto al 31 dicembre 1997di 1897 miliardi di lire. Il flusso di cassa generato dalle attività di esercizio (13.290 miliardi di lire), unitamente agli incassi derivanti dalla vendita delle azioni Saipem e Nuovo Pignone, ha consentito di ridurre l'indebitamento, di effettuare investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali, nonché in partecipazioni, e infine di pagare i dividendi deliberati dall'Assemblea degli azionisti del 16 giugno 1998.

Nel 1998 ha trovato applicazione il principio internazionale IAS n.12 aggiornato in materia di trattamento contabile delle imposte sul reddito. Tale principio contabile ha previsto l'iscrizione delle differenze temporanee tra valore attribuito a una attività, o a una passività, secondo criteri civilistici e il valore a esso riconosciuto ai fini fiscali. La sua applicazione ha comportato l'iscrizione di un provento straordinario per imposte anticipate nette al 1° gennaio 1998 di 528 miliardi di lire, riguardanti essenzialmente il fondo smantellamento e ripristino siti, il fondo copertura perdite di imprese partecipate e i fondi ammortamento non detraibili, parzialmente assorbiti dalle imposte differite riguardanti, in particolare, i proventi su cessioni di beni a tassazione differita. Nello stesso esercizio gran parte delle differenze

temporanee che hanno dato luogo all'emissione delle suddette imposte differite attive si sono annullate incidendo sulle imposte sul reddito di competenza del periodo per 411 miliardi di lire; pertanto l'effetto sul risultato netto dell'esercizio si è ridotto a 117 miliardi di lire.

5. - **RISULTATI DI GRUPPO**

Nel prospetto che segue sono riepilogati i principali dati economico-finanziari del Gruppo Eni negli esercizi 1997, 1998 e 1999:

(miliardi di lire)

	1997	**1998**	Var.97/98	**1999**	Var.98/99
Ricavi	60.718	54.875	(5.843)	60.040	5.165
Utile operativo	10.347	7.377	(2.970)	10.611	3.234
Utile netto	5.118	4.507	(611)	5.532	1.025
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti	31.452	33.671	2.219	38.239	4.568
Indebitamento finanziario netto	15.587	13.690	(1.897)	12.135	(1.555)
Capitale investito netto	47.039	47.361	322	50.374	3.013
Dividendo per azione (lire)	280	300	20	350	50

L'utile netto del 1998 ammonta a 4.507 miliardi di lire, con una flessione di 611 miliardi di lire, pari all'11,9%, rispetto al 1997, nonostante all'impatto rilevante della riduzione del 33,3% delle quotazioni internazionali del petrolio e del connesso aumento di 1.101 miliardi di lire delle svalutazioni di alcuni asset minerari e delle rimanenze, nonché all'incremento degli oneri straordinari netti (619 miliardi di lire) per i maggiori oneri nella metallurgia non ferrosa e nella Petrolchimica, riferiti in particolare a oneri ambientali, di ristrutturazione e di dismissione.

L'utile netto del 1999, pari a 5.532 miliardi di lire, registra un aumento di 1.024 miliardi di lire rispetto al 1998, pari al 22,7%, dovuto all'aumento dell'utile operativo (43,8%) e alla rilevazione di proventi finanziari netti a seguito essenzialmente del conseguimento di proventi finanziari connessi al rimborso di crediti d'imposta mediante assegnazione di CCT. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento delle imposte sul reddito a seguito dell'incremento dell'utile prima delle imposte e di un punto percentuale del tax rate, dalla riduzione dei proventi netti su partecipazioni e dalla circostanza che nel 1998 venne applicato per la prima volta il

principio IAS 12 aggiornato.[3] Senza considerare l'impatto delle componenti non ricorrenti, l'aumento dell'utile netto è di circa il 6%.

I ricavi della gestione caratteristica (54.875 miliardi di lire) nel 1998 diminuiscono di 5.843 miliardi di lire, pari al 9,6%, rispetto al 1997. La diminuzione è stata registrata soprattutto nelle attività del petrolio e del gas naturale (6.797 miliardi di lire) e nella Petrolchimica (1.815 miliardi di lire).

Nel 1999 i ricavi della gestione caratteristica di 60.040 miliardi di lire aumentano di 5.164 miliardi di lire rispetto al 1998, pari al 9,4%, principalmente per la crescita dei prezzi in euro degli idrocarburi equity e dei prodotti petroliferi, nonché per i maggiori volumi venduti e trasportati per conto terzi nel settore Gas Naturale. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione della produzione venduta di idrocarburi, dalla flessione dei prezzi di vendita del gas naturale distribuito e dei prodotti petrolchimici, dalle minori vendite di prodotti petroliferi e dai minori livelli di attività nel settore Ingegneria e Servizi.

Nel 1998 la diminuzione nel settore Esplorazione e Produzione (3.274 miliardi di lire), pari al 24,5%, è dovuta alla riduzione dei prezzi di vendita in lire degli idrocarburi equity (28,4%) e dei minori ricavi da idrocarburi d'acquisto commercializzati (circa 330 miliardi di lire).

Nel 1999 si è registrato un aumento nel settore sopra citato, pari al 31,4%, dovuto: all'incremento dei prezzi in euro del petrolio equity (51,8%) verificatosi principalmente a seguito della ripresa delle quotazioni internazionali del petrolio registrata nella seconda parte dell'esercizio e, in minor misura, del prezzo del gas naturale equity (5,9%); all'adozione della nuova metodologia di calcolo delle quote equity in alcuni Production Sharing Agreements (PSA).[4] Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione della produzione venduta di idrocarburi (0,7%).

---

[3] Lo IAS 12 aggiornato prevede la rilevazione degli effetti fiscali differiti relativi a tutte le differenze tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i valori fiscalmente riconosciuti. Tenendo conto che parte delle differenze sono venute meno nello stesso esercizio di prima applicazionedel principio, l'effetto sull'utile netto del 1998è ridotto a 117 miliardi di lire.

[4] Nei PSA la produzione è suddivisa in due parti, di cui una, Cost Oil, valorizzata ai prezzi di riferimento consente di recuperare i costi sostenuti e l'altra, Profit Oil, costituisce il profitto che viene suddiviso tra l'Ente Nazionale e l'Eni. Al fine di adeguarsi alla prassi seguita dalla

Nel 1998 la diminuzione nel settore Gas Naturale (697 miliardi di lire), pari al 3,6%, è dovuta alla flessione dei prezzi unitari di vendita in Italia e dei volumi venduti all'estero. Nel 1999 si è avuto un parziale recupero in tale settore, pari al 2,9%, dovuto alla crescita dei volumi venduti dalla distribuzione primaria (8,2%), dalla distribuzione secondaria in Italia(3,5%)e dai maggiori volumi trasportati per conto terzi (13,2%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del 4,8% dei prezzi unitari di vendita in Italia, connessa principalmente alla riduzione delle quotazioni dei parametri energetici di riferimento registrata nella parte finale dell'esercizio 1998 e nel primo trimestre dell'esercizio 1999 e ai rinnovi di contratti di vendita intervenuti nel secondo semestre 1998.

Nel settore Raffinazione e Marketing nel 1998 si è registrata una diminuzione (2.826 miliardi di lire), pari al 12,3%, evento connesso alla flessione dei prezzi in lire dei prodotti petroliferi (in Italia benzina 13,4% e gasolio rete 15,2%), parzialmente compensati dall'aumento dei volumi venduti (2,59 milioni di tonnellate, pari al 5,0%).

Nel 1999 l'aumento, pari al 38,9% rispetto all'anno precedente nel settore, è dovuto al trasferimento all'Agip Petroli S.p.A. della quasi totalità dell'attività di commercializzazione dei greggi, prevalentemente di produzione estera, in precedenza svolta direttamente dal settore Esplorazione e Produzione, alla crescita dei prezzi in euro dei prodotti petroliferi e alle maggiori vendite sui mercati rete ed extrarete all'estero, connesse principalmente all'acquisizione in Brasile nel luglio 1998 della società di distribuzione di prodotti petroliferi Companhia Sao Paulo de Petroleo (ora Agip Distribuidora SA).

---

maggioranza delle compagnie petrolifere internazionali, dal 1999 è stata modificata la metodologia di calcolo della produzione equity e delle riserve certe in alcuni PSA. In particolare sono iscritte nella produzione equità e tra le riserve certe le quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei PSA dove l'onere tributario a carico dell'Eni è assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di Profit Oil; la modifica consente di adottare un criterio uniforme nella quantificazione delle produzioni e delle riserve nei diversi paesi, indipendentemente dalla circostanza, di carattere formale, che le imposte siano assolte dall'Eni e dall'Ente Nazionale. L'applicazione della nuova metodologia, che ha influito sulla determinazione della produzione giornaliera e delle riserve certe, ha comportato una rettifica in aumento dei ricavi e delle imposte di 203 milioni di euro.

La diminuzione nel 1998 nel settore Petrolchimica (1.815 miliardi di lire), pari al 18,8%, è dovuta: ai minori volumi venduti (549 mila tonnellate, pari al 9,0%); alla riduzione del 10,4% dei ricavi medi unitari in lire; alla minore commercializzazione di prodotti d'acquisto per conto terzi (circa 100 miliardi di lire); alle dismissioni e chiusure effettuate(circa 200 miliardi di lire).

Il parziale recupero nel settore pari all'1,2% nel 1999, è connesso essenzialmente all'aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi commercializzati e acquistati per conto terzi.

Nel settore Ingegneria e servizi, dove inizialmente si era costatato un aumento (888 miliardi di lire), nel 1999 si è registrata una diminuzione dovuta essenzialmente alla flessione del livello di attività e dei prezzi registrata nelle costruzioni e perforazioni, a seguito dei minori investimenti delle maggiori petrolifere e della rinegoziazione delle tariffe, e del minore volume d'affari realizzato nell'attività ingegneria.

L'aumento nelle altre attività (262 miliardi di lire), pari al 32,5%, è dovuto principalmente ai maggiori ricavi delle attività informatiche e agli effetti dell'inserimento nell'area delle società Tecnomare SpA e Sieco SpA, precedentemente incluse, rispettivamente, nei settori Esplorazione e Produzione e Gas Naturale.

Nel 1998 la diminuzione nelle attività in corso di dismissione (410 miliardi di lire), pari al 45,7%, è connessa principalmente all'uscita dall'area di consolidamento della Pertusola Sud SpA, posta in liquidazione, e alla flessione dei prezzi dei metalli e dei volumi di vendita.

Nel 1999 le attività in corso di dismissione registrano una flessione del 67% a seguito del completamento del processo di disimpegno dalla metallurgia non ferrosa.

Nel 1998 i costi operativi di 40.565 miliardi di lire diminuiscono di 3.703 miliardi di lire, pari all'8,4%, rispetto al 1997,mentre nel 1999 i costi operativi di 44.112 miliardi di lire aumentano di 3.547 miliardi di lire rispetto al 1998, pari all'8,7%, stabilizzandosi ai valori riportati nel 1997.

Nel 1998 il costo lavoro (5.648 miliardi di lire) diminuisce di 258 miliardi di lire, pari al 4,4%, a seguito della flessione dell'occupazione media in Italia (circa 2.400 unità) e dell'abolizione dei contributi al Servizio Sanitario Nazionale, conseguente all'introduzione dell'Irap.

Nel 1998 gli ammortamenti (7.315 miliardi di lire) aumentano di 325 miliardi di lire, pari al 4,6%, rispetto al 1997, principalmente nel settore Esplorazione e Produzione a seguito dell'aumento degli ammortamenti di sviluppo (87 miliardi di lire) e dei maggiori costi di ricerca esplorativa (82 miliardi di lire) interamente ammortizzati nell'esercizio in cui vengono sostenuti.

L'incremento nel 1998 degli ammortamenti nei settori Gas Naturale (76 miliardi di lire), Raffinazione e Marketing (74 miliardi di lire) e Ingegneria e Servizi (39 miliardi di lire) è connesso all'entrata in esercizio di nuovi investimenti.

Gli ammortamenti e le svalutazioni di 7.160 miliardi di lire diminuiscono di 1181 miliardi di lire rispetto al 1998.

La riduzione delle svalutazioni è connessa principalmente alla circostanza che nell'esercizio 1998 vennero effettuate svalutazioni di asset minerali per 924 miliardi di lire a seguito del basso livello delle quotazioni del petrolio. La riduzione degli ammortamenti (360 miliardi di lire) è dovuta principalmente ai minori ammortamenti di ricerca esplorativa (469 miliardi di lire) per la maggiore selettività degli investimenti.

I proventi finanziari netti ammontano a 19 miliardi di lire a fronte di oneri finanziari netti di 79 miliardi di lire nel 1998. Il miglioramento è connesso ai proventi non ricorrenti realizzati (184 miliardi di lire)a seguito del rimborso all'Eni SpA di crediti d'imposta mediante l'assegnazione di CCT, alla diminuzione dell'indebitamento finanziario netto medio (circa 775 miliardi di lire) e alla flessione dei tassi d'interesse sul mercato europeo e internazionale, parzialmente assorbiti dai maggiori oneri per differenze cambio.

I proventi netti su partecipazioni di 172 miliardi di lire diminuiscono di 594 miliardi di lire essenzialmente per la circostanza che nel 1998 vennero

conseguite plusvalenze sulla cessione di azioni Saipem SpA e Nuovo Pignone SpA (736 miliardi di lire).

Gli oneri straordinari netti ammontano a 1.022 miliardi di lire, con un aumento di 19 miliardi di lire rispetto al 1998, e riguardano essenzialmente la svalutazione della raffineria di Priolo e di alcuni impianti di petrolchimica, gli oneri di liquidazione della metallurgia non ferrosa e gli oneri di incentivazione all'esodo.

Il capitale investito netto al 31 dicembre 1999 ammonta a 50.374 miliardi di lire con un incremento di 3.013 miliardi di lire rispetto al 31 dicembre 1998; il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto passa dallo 0,41 del 31 dicembre 1998 allo 0,32 del 31 dicembre 1999.

L'indebitamento finanziario netto ammonta a 12.135 miliardi di lire con una riduzione di 1.555 rispetto al 31 dicembre 1998, a seguito delle seguenti variazioni:

(miliardi di lire)

	1997	1998	1999
Indebitamento finanziario netto iniziale	**(18.509)**	**(15.587)**	**(13.690)**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	12.615	13.290	15.970
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(8.073)	(9.975)	(10.617)
Investimenti in partecipazioni	(296)	(788)	(221)
Dismissioni[1]	703	718	572
Altre variazioni relative all'attività di investimento [1]	(17)	(228)	(864)
Indebitamento finanziario netto società disinvestite e acquisite	338	47	6
Differenze cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	(412)	83	(753)
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.936)	(1.250)	(2.538)
Variazione indebitamento finanziario netto	2.922	1.897	1.555
Indebitamento finanziario netto finale	**(15.587)**	**(13.690)**	**(12.135)**

[1] Dal 1999 la variazione crediti relativa alle dismissioni è stata riclassificata nelle altre variazioni. I dati del 1997 e del 1998 sono stati coerentemente modificati per un ammontare rispettivamente di 48 e di 23 miliardi di lire.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali di 10.617 miliardi di lire, al netto dei contributi in conto capitale di 201 miliardi di lire e compresi i costi di esplorazione di 1.632 miliardi di lire, hanno interessato per il 76,1% i settori Esplorazione e Produzione è Gas Naturale e per il 59,2% attività all'estero.

5.1 - ESPLORAZIONE E PRODUZIONE

L'Eni opera nel settore attraverso la Divisione operativa Agip incaricata, insieme alle società controllate, di svolgere tutte le attività di ricerca e produzione idrocarburi.

L'utile operativo ammonta a 5.487 miliardi di lire con un aumento di 4.337 miliardi di lire dovuto: all'incremento dei prezzi in euro del petrolio equity (51,8%) a seguito della ripresa delle quotazioni internazionali del petrolio registrata nella seconda parte dell'esercizio e, in minor misura, del prezzo del gas naturale equity (5,9%); alla ripresa di valore di alcuni asset minerari (219 miliardi di lire); alla riduzione degli ammortamenti di ricerca esplorativa (469 miliardi di lire) per la maggiore selettività degli investimenti; all'adozione della nuova metodologia di calcolo delle quote equity in alcuni P.S.A. (393 miliardi lire); alla riduzione dei costi fissi (139 miliardi di lire a valori costanti) connessa alle azioni di razionalizzazione effettuate. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla diminuzione della produzione venduta di idrocarburi e dai maggiori accantonamenti al fondo abbandono pozzi (46 miliardi di lire).

5.2 - GAS NATURALE

L'Eni opera nel settore attraverso la Snam SpA e le sue società controllate.

L'utile operativo ammonta a 4.866 miliardi di lire nel 1998, a 4.996 miliardi di lire nel 1999, con un aumento di 130 miliardi di lire, pari al 2,7%,dovuto essenzialmente: all'incremento delle vendite di gas naturale della distribuzione primaria (8,2%) e secondaria in Italia e all'estero (0,21 miliardi di metri cubi); ai maggiori volumi di gas naturale trasportati per

conto terzi (1,32 miliardi di metri cubi, pari al 13,2%); alla riduzione dei costi fissi (21 miliardi di lire a valori costanti) connessa alle azioni di razionalizzazione effettuate.

5.3 - RAFFINAZIONE E MARKETING

L'Eni opera nel settore attraverso l'Agip Petroli SpA e le sue società controllate.

L'utile operativo ammonta nel 1998 a 1.413 miliardi di lire, con un aumento rispetto al 1997 di 295 miliardi di lire, pari al 26,4%, mentre nel 1999 l'utile operativo ammonta a 926 miliardi di lire con una riduzione di 487 miliardi di lire, pari al 34,5%, dovuta essenzialmente ai seguenti fattori: alla flessione dei margini unitari dell'attività raffinazione in Italia e all'estero (35%), connessa principalmente all'incremento del costo del greggio non interamente assorbito dall'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti e del risultato della produzione di energia elettrica, a seguito della contrazione dei margini dovuta al maggior costo dei combustibili impiegati non riflesso sulle tariffe;alla riduzione dei margini commerciali sul mercato rete ed extrarete in Italia dovuta essenzialmente allo scenario negativo e all'aumentata competitività del mercato; ai minori volumi di vendita in Italia sul mercato rete per la riduzione dei punti vendita e sul mercato extrarete per le minori vendite di olio combustibile al settore industriale; alla flessione dei margini dell'attività lubrificanti; ai maggiori ammortamenti (33 miliardi di lire) connessi in particolare al potenziamento della rete commerciale italiana e all'acquisizione della Agip Distribuidora S.A;alle maggiori svalutazioni (33 miliardi di lire) relative in particolare a punti vendita in Germania e in Australia.

5.4 - PETROLCHIMICA

L'Eni opera nel settore attraverso l'Enichem SpA e le sue società controllate.

Il settore nel 1998 ha conseguito un risultato operativo in pareggio contro l'utile di 362 miliardi di lire conseguito nel 1997.

Nel 1999 il settore registra la perdita operativa di 701 miliardi di lire rispetto all'utile operativo dell'anno precedente.

Il peggioramento è dovuto principalmente: alla contrazione di circa il 26% dei margini unitari dei principali prodotti; alla svalutazione di alcuni impianti in esercizio (95 miliardi di lire) per le minori prospettive di redditività e ai maggiori ammortamenti (64 miliardi di lire) per l'entrata in esercizio di nuovi investimenti (principalmente la centrale turbogas di Ravenna e il sistema gestionale Sap R/3); ai maggiori oneri ambientali(83 miliardi di lire); al minor risultato della produzione di energia elettrica a seguito della contrazione dei margini dovuta al maggior costo dei combustibili impiegati non riflesso sulle tariffe.

5.5 - INGEGNERIA E SERVIZI

L'Eni opera nel settore attraverso la Saipem SpA e le sue società controllate e la Snamprogetti SpA e le sue società controllate.

L'utile operativo nel 1998 ammonta a 384 miliardi di lire, con un aumento di 57 miliardi di lire, pari al 17,4%, rispetto al 1997, ed è riferito per 309 miliardi di lire all'attività costruzioni e perforazioni (267 nel 1997), e per 75 miliardi di lire all'attività ingegneria (60 nel 1997). Nel 1999 l'utile operativo ammonta 288 miliardi di lire, con una diminuzione di 95 miliardi di lire. L'utile operativo è riferito per 209 miliardi di lire all'attività costruzioni e perforazioni, per 79 miliardi di lire all'attività ingegneria. La riduzione dell'utile operativo registrata nell'attività costruzioni e perforazioni è dovuta principalmente al rallentamento dei volumi di attività e alla rinegoziazione di tariffe di contratti già in portafoglio nelle aree Perforazioni mare per la drastica riduzione dei progetti di esplorazione e il contenimento o il rinvio degli investimenti da parte delle "Oil-Company".

5.6 - ALTRE ATTIVITA

La perdita operativa nel 1998 di 325 miliardi di lire comprende anche i costi di struttura dell'Eni Corporate, delle società finanziarie, nonché i risultati operativi delle società assicurative e di servizi e della Tecnomare

SpA. L'aumento di 58 miliardi di lire, pari al 21,7%, è dovuto principalmente alla svalutazione da parte dell'Eni SpA di crediti di imposta, in massima parte in contenzioso, acquisiti per incorporazione dell'Agip SpA. (38 miliardi di lire).

Nel 1999 la perdita operativa ammonta a 385 miliardi di lire, con un aumento di 60 miliardi di lire rispetto al 1998 dovuta prevalentemente alla flessione dei margini nell'attività assicurativa a seguito di una maggiore sinistrosità.

GRUPPO ENI - STATO PATRIMONIALE

(miliardi di lire)

	1998	1999
Attività		
Attività correnti:		
Disponibilità liquide	1.508	2.347
Titoli	2.701	3.799
Crediti	17.752	20.840
Rimanenze:		2.589
- greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	2.149	941
- Prodotti chimici	939	941
- lavori in corso su ordinazione-contratti a lungo termine	658	596
- altre	982	958
Totale rimanenze	4.728	5.085
Ratei e risconti attivi	509	654
Totale attività correnti	**27.199**	**32.725**
Attività non correnti:		
Immobilizzazioni materiali	40.412	44.677
Crediti	5.629	4.271
Partecipazioni	2.676	2.800
Immobilizzazioni immateriali	3.439	4.211
Altre attività	683	765
Totale attività non correnti	**52.839**	**56.725**
Totale attività	**80.038**	**89.450**
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti:		
debiti finanziari a breve termine	7.722	7.991
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine	1.859	1.233
Debiti commerciali	6.798	8.020
Anticipi	2.178	1.580
Debiti tributari	3.369	5.059
Ratei e risconti passivi e altri debiti	4.864	5.458
Totale passività correnti	**26.790**	**29.342**
Passività non correnti:		
Debiti finanziari a lungo termine	8.746	9.269
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	689	796
Fondi per rischi e oneri	6.285	7.232
Fondo imposte	2.833	3.431
Ratei e risconti passivi e altri debiti	1.022	1.140
Totale passività non correnti	**19.576**	**21.868**
Totale passività	**46.366**	**51.210**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**2.389**	**2.616**
Patrimonio netto dell'Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 8.002.127.653 azioni (8.000.161.453 azioni al 31 dicembre 1998) del valore nominale di lire 1.000	8.001	8.003
Riserve	18.744	22.089
Utile dell'esercizio	4.508	5.532
Totale patrimonio netto dell'Eni	**31.282**	**35.623**
Totale passività e patrimonio netto	**80.038**	**89.450**

GRUPPO ENI - CONTO ECONOMICO

	1997	1998	1999
Ricavi:			
Ricavi netti della gestione caratteristica	60.718	54.875	60.040
Altri ricavi e proventi	1.192	1.408	1.843
Totale ricavi	**61.910**	**56.283**	**61.883**
Costi operativi:			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	38.362	34.917	38.725
Costo lavoro	5.906	5.648	5.387
Margine operativo lordo	**17.642**	**15.718**	**17.771**
Ammortamenti e svalutazioni	7.295	8.341	7.160
Utile operativo	**10.347**	**7.377**	**10.611**
Proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni:			
Interessi, differenze di cambio e oneri, proventi assimilati netti	(443)	(80)	19
Proventi netti su partecipazioni	115	767	172
Totale proventi(oneri) finanziari e su partecipazioni	**(328)**	**687**	191
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	10.019	**8.064**	10.802
Proventi (oneri) straordinari netti prima applicazione dello IAS 12 aggiornato (a)		(1.002)	(1.022)
Utile prima delle imposte e dello IAS 12 aggiornato (b)	10.019	7.062	9.780
Effetto della prima applicazione dello IAS 12 aggiornato		528	
Imposte sul reddito	(4.364)	(2.808)	(1.022)
utile prima degli interessi di terzi azionisti	5.655	4.782	8.758
Utile di terzi azionisti	(154)	(275)	(271)
Utile dell'esercizio	**5.118**	**4.507**	**5.532**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	0,6	0,5	0,6
Utile per ADS (calcolo su 10 azioni per ADS)	6,3	5,6	6,9

(a) Prima delle imposte sul reddito.
(b) L'effetto IAS 12 aggiornato è stato imputato tra i proventi straordinari ed è stato indicato separatamente ai soli fini espositivi.

6 - **L'ATTIVITA' DI DISMISSIONE**

Con il 1998 si è concluso il processo di dismissioni avviato alla fine del 1992. Complessivamente sono state perfezionate operazioni di cessione con un incasso nominale di oltre 10.000 miliardi di lire.

L'attuazione del programma di dismissione ha contribuito a rafforzare l'assetto industriale, concentrandolo nel petrolio e gas naturale e nella petrolchimica, e a migliorare la struttura finanziaria del Gruppo accrescendone il valore complessivo.

Nella riunione del 3 febbraio 1999 il Consiglio di Amministrazione dell'Eni S.p.A. ha preso atto che a decorrere dalla fine dell'esercizio 1998 l'argomento in questione non costituisce più oggetto di specifico rapporto.

Pertanto, sia sulle singole cessioni rilevanti, sia sull'attività di dismissione nel suo complesso, il Consiglio di amministrazione viene informato tramite le relazioni presentate dall'Amministrazione Delegato ai sensi dell'art. 23.4 Statuto.

Le operazioni definite nell'esercizio 1998 hanno riguardato partecipazioni in società e complessi aziendali per un fatturato complessivo di 109 miliardi di lire ed un'occupazione di 674 addetti, nonché beni immobili non strumentali. L'ammontare complessivo degli incassi da cessioni (corrispettivo più debito trasferito) è stato di 1.288 miliardi di lire. Suddivise per settori di attività, dette operazioni hanno riguardato (in miliardi di lire):

	INCASSO
- Eni	743
- Settore petrolio e gas (Agip Petroli e Snam)	397
- Settore chimico (Enichem)	108
- Settore ingegneria e servizi (Saipem)	31
- Settore metall. e att.tà minerarie	9
TOTALE	**1.288**

Tra queste operazioni particolarmente significative sono le seguenti:

- per l'Eni, cessione di n. 75 milioni di azioni ordinarie Saipem, compresi 15 milioni di azioni costituenti la "green shoe", rappresentative del 18,75% dell'intero capitale sociale, per un incasso complessivo di743 miliardi;contemporaneamente la Saipem ha collocato sul mercato n. 40 milioni di azioni di nuova emissione per complessivi 376 miliardi di lire; la partecipazione complessiva del Gruppo si è così ridotta al 43,23%;
- nel settore petrolio e gas, le cessioni del pacchetto azionario della Nuova Società di Telecomunicazioni, società conferitaria del ramo d'azienda Snam Tele;del ramo d'azienda alberghi costituito dall'Hotel Budapest di proprietà dell'Agip Hungaria Rt, Forte Agip di Torino e Firenze di proprietà dell'Agip petroli e Forte Crest di S. Donato Milanese di proprietà della Snam; del ramo d'azienda Cementificio di Ravenna;
- nel settore chimico, cessione della Lamiter, società operante nella produzione e vendita di laminati per circuiti stampati per l'elettronica;
- nel settore ingegneria e servizi, cessione da parte della Saipem della partecipazione (50%) posseduta nella Rio Colorado S.p.A., società operante nell'attività di perforazione in America Latina;
- nel settore metallurgico e attività minerarie non petrolifere, le cessioni riguardano immobili non strumentali.

7 - **CONTRATTI E CONSULENZE**

Nella riunione del 21 aprile 1998 il Consiglio di amministrazione dell'Eni S.p.A. ha aggiornato le "Linee guida per le attività di approvvigionamento di lavori, beni e servizi e per l'amministrazione dei fornitori", che risalivano al 1993 nell'intento di improntarli a criteri di economicità di efficienza e trasparenza. La disciplina il rispetto della quale è demandato al controllo dell'"Internal Auditing".

Nell'ambito dell'attività contrattuale in genere si inserisce anche quella rivolta all'ottenimento di servizi di consulenza.

Questo particolare settore è già stato trattato nella relazione sull'esercizio 1996 in cui si è riferito che la società prevedeva due distinte ipotesi di rapporti: l'uno, definito "consulenza", consistente in un rapporto continuativo con compenso forfetariamente predeterminato ed a contenuto non espressamente definito; l'altro, qualificato "prestazioni professionali", consistente nell'affidamento di uno specifico incarico (di studio, di difesa processuale, etc.) con remunerazione pattiziamente concordata e commisurata alla natura e difficoltà dell'incarico stesso.

I contratti di "consulenza" hanno comportato costi che, al 31 dicembre 1997, ascendevano a lire 15 miliardi di lire e, al 31 dicembre 1998, a 27 miliardi di lire. Da segnalare che in tale ultimo importo sono compresi i corrispettivi devoluti alla società di revisione per la certificazione dei bilanci, nonché alle altre società di consulenza, che affiancano il Gruppo nella revisione e modernizzazione delle strutture organizzative, con particolare riferimento a quelle di natura amministrativo-contabile.

PRESTAZIONI PROFESSIONALI DIVERSE

Per gli anni 1998-1999 l'ammontare delle prestazioni professionali diverse dell'Eni S.p.A., suddivise tra Corporate e Divisione Agip, sono le seguenti:

(miliardi di lire)

	1998	1999
Corporate	19	22
Divisione Agip	8	28
	27	50

L'incremento verificatosi nel 1999 è da porsi in relazione a una riclassifica nelle prestazioni professionali diverse delle prestazioni di informatica della Divisione Agip.

8 - **IL PERSONALE**

STATO GIURIDICO E TRATTAMENTO ECONOMICO DEL PERSONALE DEL GRUPPO ENI

Disciplina

Nel corso del 1998 sono stati rinnovati due tra i principali contratti collettivi di lavoro applicati nel Gruppo per il personale non dirigente. Nel mese di luglio è stato siglato l'accordo di rinnovo quadriennale del C.C.N.L. Energia Eni (scaduto il 31 dicembre 1997), mentre nel mese di giugno 1998 era stato siglato l'accordo di rinnovo quadriennale del C.C.N.L. Chimico (scaduto il 31 dicembre 1997).

Nel corso del 1999 non ci sono stati rinnovi di contratti collettivi di lavoro applicati nel Gruppo.

Evoluzione degli organici e del costo lavoro

Complessivamente nel 1998 il personale è diminuito di 1.272 unità (-1,6%), per variazioni di campo di consolidamento (dismissioni/acquisizioni di aziende e/o impianti), pari a 499 unità, e per variazioni gestionali (assunzioni, risoluzioni), pari a 773 unità.

Sempre nel 1998 sono stati nominati 62 nuovi Dirigenti; l'età media dei promossi è di circa 42 anni.

Nel corso del 1999 sono stati nominati altri 37 nuovi dirigenti; l'età media dei promossi è di circa 41,4 anni.

Sempre nel corso del 1999 il personale è ulteriormente diminuito di 6.883 unità (-8,8%), per variazioni di campo di consolidamento (dismissioni/acquisizioni di aziende e/o di impianti), pari a 1.667 unità, e per variazioni gestionali, pari a 5.216 unità, secondo la seguente tabella:

tab. 1 - Organici

	31.12.1997	**31.12.1998**	**^**	**31.12.1999**	**^**
Dirigenti	1.825	1.741	-84	1.631	-110
Quadri	8.057	8.019	-38	7.847	-172
Impiegati	28.037	26.803	-1.234	25.091	-1.712
Operai	19.020	17.741	-1.279	16.328	-1.413
Assunti in Italia	**56.939**	**54.303**	**-2.635**	**50.897**	**-3.407**
Assunti all'Estero	**23.239**	**24.602**	**1.363**	**21.126**	**-3.476**
TOTALE	**80.178**	**78.906**	**-1.272**	**72.023**	**-6.883**

Per quanto riguarda il costo del lavoro, negli anni 1997,1998 e 1999 si è avuta la seguente situazione:

Tab 2 - Costo lavoro (in miliardi di lire)

	1997	**1998**	**1999**
Salari e stipendi	4.311	4.326	4.132
Oneri sociali	1.403	1.261	1.202
Trattamento fine rapporto	279	265	265
Altri costi	284	165	141
Quota capitalizzata	-371	-369	-354
TOTALE	**5.906**	**5.648**	**5.386**

La risoluzione dei rapporti di lavoro per esodi anticipati ha comportato per l'intero Gruppo nell'anno 1998 un costo complessivo pari a Lit. 250 miliardi e nell'anno 1999 un costo complessivo pari a 213 miliardi di lire, non indicati nella tabella.

In particolare, riguardo ai dirigenti la retribuzione media e il costo medio negli anni precedentemente considerati sono i seguenti:

Tab. 3 - Retribuzione e costo medio dirigenti Gruppo Eni

(in migliaia di lire)

	1997	1998	^	1999	^
Retribuzione media continuativa dell'anno	**163.425**	**172.100**	**5,3**	**182.319**	**5,9**
Retribuzione media variabile (incentivo monetario)	15.703	**15.578		**11.558	
Retribuzione media globale	**179.128**	**187.678**	**4,8**	**193.877**	**3,3**
Contributi	56.899	55.664		57.763	
Istituti aziendali (Fisde, Fosdir, Fipdire, Ass.ne morte e inv.Tot. e perm.)	16.855	22.903		24.969	
Rateo TFR	13.269	*14.281		*15.409	
costo medio unitario	**266.151**	**280.526**	**5,4**	**292.018**	**4,1**

* Incluso il computo sul valore delle azioni assegnate gratuitamente.

** I dati riportati in tabella si riferiscono all'incentivo erogato in denaro; altra quota è stata corrisposta mediante assegnazione di azioni gratuite, come esplicato in seguito.

La retribuzione media continuativa dei dirigenti del Gruppo registra nell'anno 1998 un aumento del 5,3% rispetto al 1997 e un ulteriore aumento nel 1999 del 5,9% in conseguenza sia della variazione del minimo contrattuale, stabilita dall'Accordo 19 novembre 1997 tra Confindustria, Intersind e FNDAI, sia dei provvedimenti aziendali di merito, promozione, mobilità geografica e "normalizzazione auto".

L'incentivo monetario medio del 1999 diminuisce rispetto all'anno precedente per effetto del Piano di incentivazione 1998-2001, che ha stabilito per l'anno 1999 l'erogazione della retribuzione variabile per il 50% in forma monetaria (40% per i Dirigenti Top e in posizione chiave) e per il restante 50% in azioni Eni (60% per i Dirigenti Top e in posizione chiave), assegnate a titolo gratuito, che derivano dall'aumento gratuito di capitale rappresentato da n. 1.966.200 nuove azioni del valore nominale di L.1.000 emesse utilizzando per l'importo nominale complessivo di L.1.966.200.000

una specifica riserva costituita in sede di attribuzione dei risultati e degli esercizi precedenti. L'assegnazione delle azioni ai dipendenti è avvenuta al valore nominale delle stesse (per un valore odierno di mercato di 25.171 lire) con vincolo di intrasferibilità per un periodo di tre anni. Per il 1998, il Piano di incentivazione aveva stabilito l'erogazione della retribuzione variabile per metà in forma monetaria e per metà in azioni Eni per i soli Dirigenti Top e in posizione chiave.

La retribuzione media globale dei dirigenti del Gruppo – senza tener conto del reale delle azioni – è aumentata rispetto all'esercizio precedente 4,8 nel 1998 e di 3,3 nel 1999.

L'aumento del costo medio unitario nel 1999 è stato del 4,1%(5,4% nel 1998).

Per il personale non dirigente del Gruppo (quadri, impiegati e operai) la dinamica delle retribuzioni medie annue risulta dal seguente prospetto:

Tab. 4 - Retribuzione media personale non dirigente

(migliaia di lire)

Al 31/12	1997	1998	^	1999	^
Quadri	74.076	73.974	-0,1	75.282	1,8
Impiegati	47.368	47.126	-0,5	47.969	1,8
Operai	38.548	39.810	3,3	39.457	-0,9
Retribuzione media generale	47.761	48.257	4	49.497	2,6

Sono esclusi il premio di partecipazione, i compensi per turni,trasferte,lavoro straordinario, indennità varie, ecc..

La dinamica retributiva è ascrivibile principalmente all'aumento dei minimi contrattuali per i principali settori del Gruppo (Energia e Chimico).

Gli importi erogati a titolo di Premio di partecipazione nel 1999 (non inclusi in tabella) sono risultati significativamente inferiori rispetto all'anno precedente, in particolare in relazione al ridimensionamento dei margini di redditività del settore Chimico.

La dinamica della retribuzione media generale, superiore a quella delle singole qualifiche, è spiegabile con la mutata composizione della forza lavoro tra gli anni di confronto.

In particolare va evidenziato che è diminuito il numero dei dipendenti dell'area contrattuale chimica con retribuzioni inferiori rispetto alla media e,

contemporaneamente, è aumentato il peso dei quadri e degli impiegati sul totale dei dipendenti.

EVOLUZIONE ORGANICI E TRATTAMENTO ECONOMICO DEL PERSONALE DELL'ENI S.p.A. (CORPORATE E DIVISIONE Agip)

Il personale in servizio all'Eni S.p.A. è diminuito dai 5484 dipendenti al 31.12.1997ai 5420 dipendenti al 31.12.1998 e ai 5172 dipendenti al 31.12.1999, secondo la seguente tabella:

Tab. 5 - Personale in servizio Eni S.p.A.

Al 31/12	1997	1998	^	1999	^
Dirigenti	271	278	7	262	-16
Quadri	1.174	1.250	76	1.245	-5
Impiegati	3.000	2.916	-84	2.775	-141
Operai	1.002	959	-43	873	-86
Assunti in Italia	**5.447**	**5.403**	**-44**	**5.155**	**-248**
Assunti all'estero	**37**	**17**	**-20**	**17**	**0**
TOTALE COMPLESSIVO	**5.484**	**5.420**	**-64**	**5.172**	**-248**

Tab. 6 - Costo lavoro personale a ruolo Eni S.p.A.

(in miliardi di lire)

	1997	1998	1999
Salari e stipendi	442	445	415
Oneri sociali	145	134	144
Trattamento fine rapporto	30	31	31
Altri costi	16	0	0
TOTALE	633	610	590

Tab.7 - Retribuzione media dirigenti Eni S.p.A

(in migliaia di lire)

Al 31/12	1997	1998	^	1999	^
DIRIGENTI	189.269	202.067	6,80	211.416	4,60

Tab.8 -Retribuzione media personale non dirigente Eni S.p.A (*)

(in migliaia di lire)

Retribuzione media per qualifica al 31/12	1997	1998	^	1999	^
Quadri	81.936	81.453	-0,59	81.314	-0,17
Impiegati	49.071	49.000	-0,14	48.815	-0,38
Operai	40.678	40.767	0,22	41.393	1,54
Retribuzione media generale	**54.840**	**55.375**	**0,98**	**55.750**	**0,68**

(*) compreso il premio di partecipazione, esclusi i compensi per turni, trasferte, lavoro straordinario, indennità varie.

Incidenza del costo lavoro sulle spese correnti (o costi di gestione)
Tab. 9

(in miliardi di lire)

Gruppo	1997	1998	^	1999	^
Lavori e oneri relativi	5.906	5.648		5.387	
Costi gestionali	51.562	48.906		51.272	
Incidenza % costo lavoro	11,40%	11,50%	0,10%	10,5%	-1%

Incidenza del costo del lavoro sulle spese correnti
Tab. 10

(in miliardi di lire)

Eni	1997	1998	^	1999	^
Lavori e oneri relativi	485	465		443	
Costi gestionali	3.640	3.443		2.879	
Incidenza % costo lavoro	13,30%	13,50%	0,20%	15,40%	1,90%

Nel 1998 è stato modificato il criterio di valutazione del costo lavoro. Coerentemente è stato riclassificato anche il corrispondente dato del 1997 per renderlo omogeneo.

Va precisato che assai diverso è il significato economico dei dati per il Gruppo e per l'Eni, vista la funzione prettamente operativo/produttiva delle Società del Gruppo e quella di indirizzo, pianificazione e controllo tipica della componente Corporate dell'Eni S.p.A.

9. – **LA PRIVATIZZAZIONE**

Nel luglio 1998 è stata immessa nel mercato azionario nazionale e internazionale la quarta tranche delle azioni Eni. Complessivamente, tenuto anche conto delle diverse "bonus shares" attribuite agli azionisti che hanno detenuto per non meno di un anno dalla rispettiva emissione le azioni Eni sottoscritte, sono state immesse[5] sul mercato n. 5.092.520.338 azioni pari al 63,663%, mentre sono rimaste di proprietà del Ministero del Tesoro n.2.906.685.115 azioni, pari al 36,337%.

Dal novembre 1995, data del primo collocamento, il Ministero del Tesoro, del bilancio e della programmazione economica ha incassato complessivamente dalla vendita delle azioni Eni circa 41.500 miliardi di lire.

Nelle precedenti relazioni si è già detto delle diverse tipologie di costi sostenuti dall'Eni nell'ambito di tale processo di privatizzazione ed è stata messa in evidenza la tipologia dei costi (ricorrenti e non ricorrenti) che hanno caratterizzato gli esercizi dal 1995 al 1997.

In sintesi i costi, al netto dei rimborsi, gravati sull'Eni per l'emissione dei diversi quantitativi di azioni possono essere così sintetizzati:

(in milioni di lire)

	I tranche	II tranche	III tranche	IV tranche	Totale
Consulenza giuridica	63	-14	580	534	1.163
Consulenza mod. 20-F e S.E.C.	628	384	307	672	1.991
Quotazione N.Y.S.E.	o	13	-7	47	53
Quotazione mercato telematico italiano	934	0	500	1.000	2.434
Costi di certifcazione	3.420	88	145	614	4.267
Totale	**5.045**	**471**	**1.525**	**2.867**	**9.908**

[5] Situazione alla data del 18 dicembre 1998, comprensiva delle azioni assegnate a titolo di "Bonus Shares" a fronte delle 3 tranches, ma con esclusione di n. 956.000 azioni assegnate ai dirigenti nell'ambito del programma di "fidelizzazione" deliberato dall'assemblea Eni del 16 giugno 1998.

I valori negativi derivano dalla contabilizzazione del provento su cambi conseguente all'andamento del cambio lira/dollaro tra il momento di sostenimento dei costi e quello del rimborso da parte della M.G.T.C. di New York in base al contratto di assegnazione della gestione degli A.D.R..

L'incremento dei diritti di quotazione presso il mercato telematico deriva dalla revisione unilaterale dei diritti disposta dalla Borsa Italiana S.p.A., società divenuta operativa, a seguito di specifica autorizzazione della Consob, in data 2 gennaio 1998.

L'incremento dei costi di certificazione e dei costi per la consulenza nella redazione del modello 20-F per la S.E.C. è diretta conseguenza della fusione per incorporazione dell'Agip in Eni, che ha comportato l'incremento delle attività svolte, e quindi dei corrispettivi, per il rilascio della certificazione.

10 - **L'ATTIVITA' DI CONTROLLO**

Nel gennaio 1998 l'Amministratore Delegato ha comunicato ai Presidenti delle società caposettore AgipPetroli, EniChem, Saipem, Snam, Snamprogetti, Sofid e al Direttore Generale della Divisione Agip le deliberazioni del Consiglio di amministrazione dell'Eni S.p.A. in merito alla riorganizzazione delle strutture di Internal Audit del Gruppo e indicato quelle che sarebbero state accentrate alle dirette dipendenze del Presidente dell'Eni S.p.A., fatta eccezione per l'Italgas, la Saipem e la Snamprogetti, che dispongono di proprie strutture poste alle dipendenze dei Presidenti delle società stesse.

Successivamente alla definizione della struttura organizzativa della funzione, avvenuta nel maggio 1998, parte delle risorse umane presenti nella funzione di internal auditing delle società AgipPetroli, EniChem e Snam sono state trasferite dalle società di appartenenza e poste in comando all'Eni presso sedi di Roma e di San Donato Milanese.

L'attuazione della deliberazione del Consiglio di amministrazione è continuata con la predisposizione di un programma di formazione comune e di preparazione di elevato livello per la qualificazione con il conseguimento del titolo di Certified Internal Auditor (C.I.A.), rilasciato dall'International Institute of Internal Auditors.

Nel corso del 1999 l'obbiettivo prefissato era quello di integrare la struttura di Internal Audit dell'Eni e quelle delle società non rientranti nell'accertamento, al fine di realizzare un programma comune per la qualificazione professionale delle risorse e di uniformare gli standard e la reportistica. In attuazione del programma di riorganizzazione della funzione, nel corso del 2000 sono state istituite unità specialistiche articolate per aree di attività e nel giugno 2000 sono state rese operative l'unità Auditing Approvvigionamenti Plurisettoriali e l'unità Studi e Metodologie di Audit.

Dalla data di accentramento della funzione, l'unità ha operato con una forza ridotta rispetto agli organici minimi previsti (mediante n. 37 revisori contro le 50 previste).

Nel corso dell'esercizio del 1999 e di quello del 2000 la struttura di Internal Audit ha operato con una forza media di 30 unità; le azioni poste in essere per il potenziamento della struttura al fine di raggiungere l'obiettivo di 50/60 figure professionali sono state parzialmente vanificate dal turnover, che, a fronte di 21 nuovi ingressi,ha fatto registrare nel periodo 19 uscite.

L'attività di auditing, nella nuova configurazione "accentrata", si è sviluppata sulla base di un programma annuale costituito dall'aggregazione dei programmi delle singole società caposettore. Nel 1998 il programma, che prevedeva 51 interventi, è stato realizzato al 61% (31 interventi) cui si aggiungono gli interventi speciali (n.5), la metà dei quali relativi a revisioni in corso al momento dell'accentramento. Gli interventi effettuati hanno interessato il settore Upstream (ricerca, perforazione e produzione), il settore Gas Naturale, il settore raffinazione e Marketing, il settore Chimica, il settore Finanza, Parabancario e Assicurazioni.

In attuazione del programma del 1999 e di quello del 2000 [6] sono stati realizzati mediamente 32 interventi di audit, che hanno interessato in particolare i settori Upstream (ricerca, perforazione produzione), Gas Naturale, Raffinazione Marketing, Chimica, Finanza, Ingegneria, Servizi e Diversificate.

Sono state inoltre svolte le altre attività di sede connesse con l'espletamento degli adempimenti previsti dalla Consob: nel 1998 il collocamento della quarta tranche delle azioni Eni e, in relazione alla scadenza dell'incarico di revisione contabile, quelle relative alla gara per l'individuazione della società di revisione, a cui conferire l'incarico di revisore principale del Gruppo per il triennio 2001-2003.

Infine l'Internal Audit ha assicurato i flussi informativi relativi alle proprie attività sia verso l'Audit Committee che verso il Collegio Sindacale, nonché effettuato incontri periodici con i suddetti organi.

---

[6] Il programma 1999 ha avuto la durata di 12 mesi e ha investito l'arco temporale da maggio 1999 ad aprile 2000, mentre il programma 2000 ha avuto la durata di 10 mesi investendo l'arco temporale da maggio 2000 a febbraio 2001.

11. - **Conclusioni**

Due eventi hanno caratterizzato il 1998: la caduta del prezzo del greggio (oltre il 33%) e il perdurare della crisi economica asiatica. Questi due eventi hanno contribuito a determinare una rilevante contrazione dell'utile non solo per l'Eni, ma per tutte le principali compagnie petrolifere del mondo.

La crisi asiatica ha messo in maggiore evidenza il perdurare dei problemi strutturali della Petrolchimica dovuti ancora agli elevati costi fissi e alla difficoltà da parte della Società di fronteggiare la potenziale pressione al ribasso dei prezzi. Per questo motivo l'Eni ha iniziato nel 1998, e poi ha proseguito nel 1999, un'ampia revisione della sua politica di investimenti con l'obiettivo di allocare le attività in aree che avessero bassi costi di produzione e limitati rischi minerari. L'Eni, tra le principali iniziative nel settore dell'esplorazione e produzione, ha sottoscritto con la Regione Basilicata un protocollo di intenti per lo sfruttamento dei ritrovamenti in Val d'Agri, considerata un'area petrolifera tra le più promettenti in Europa.

Nel 1999 si è verificata una profonda evoluzione dello scenario in cui l'Eni opera, sostenuta strutturalmente da un più generale processo di trasformazione dell'economia e dei mercati internazionali sotto la spinta della globalizzazione. Due fenomeni, in particolare, hanno inciso sui settori più importanti del "core-business": la concentrazione dell'industria petrolifera mondiale e una decisa svolta nel processo di liberalizzazione nel mercato del gas europeo e italiano. In particolare nel corso del 1999 diverse attività hanno contribuito al consolidamento dell'industria petrolifera con il solo scopo finale di migliorare il livello di redditività, che presentava una crescita ritenuta inferiore a molti altri settori industriali.

Ma vanno altresì sottolineati due aspetti di criticità che sembrano destinati a rimanere anche negli anni successivi. In primo luogo la dimensione in sé non sembra poter risolvere il problema di fondo del settore, che è quello di investire enormi flussi di cassa, per ottenere ritorni apprezzabili per un mercato finanziario sempre più selettivo. Inoltre,

nonostante i tagli introdotti con sostanziale successo dall'Opec nel marzo 1999 e la ripresa della domanda mondiale trainata dal recupero del Sud-Est asiatico, l'offerta petrolifera resta caratterizzata da un potenziale eccesso di produzione, che nel passato si è rilevato nocivo per la tenuta di lungo termine dei prezzi.

L'altro grande cambiamento che ha riguardato l'Eni è il processo di liberalizzazione del mercato europeo del gas. Già nel 1998 l'Eni aveva confermato e rafforzato gli orientamenti modificativi dell'assetto del mercato italiano, volti a introdurre livelli e meccanismi di apertura verso altri paesi.

Per questo motivo, a mezzo delle trattative con la R.A.O.Gazprom iniziate nel 1998 e conclusesi nel 1999, concernenti il progetto Blue-Stream per la fornitura di gas naturale alla Turchia, l'Eni ha accelerato il processo di internazionalizzazione con l'obiettivo di penetrare in mercati con elevate prospettive di crescita. Nel 1999 l'approvazione da parte del Parlamento della legge di delega sul riassetto del mercato del gas e i pareri delle Autorità per dell'Antitrust e dall'Autorità per l'Energia sullo stesso tema, hanno determinato una più forte spinta alla corretta applicazione delle disposizioni comunitarie. Tale spinta,della quale anche l'Eni ha avvertito la carica di sollecitazione, si è poi tradotta nello schema di decreto legislativo emanato dal Governo italiano nei primi mesi del 2000, il quale ha previsto l'imposizione di tetti in capo a singoli operatori sia per l'immissione di gas nella rete nazionale, sia per la vendita di gas sul mercato finale. Inoltre il decreto ha sanzionato la separazione societaria delle reti di trasporto gas, che nel gruppo Eni sono di proprietà Snam, dalle altre attività della filiera del gas.

Altro evento significativo verificatosi negli esercizi presi in esame è l'approvazione del piano di incentivazione 1998-2001, che, tra l'altro, si è incentrato sull'erogazione di emolumenti aggiuntivi ai Dirigenti ripartiti (di regola al 50%) tra una quota in forma monetaria ed un'altra in azioni al valore nominale, con il vincolo di intrasferibilità per tre anni.

Inoltre per una panoramica più ampia, è il caso di riferire su alcuni fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio 1999.

Il 29 marzo 2000 Eni e British-Borneo Oli & Gas Pcl (British-Borneo), società inglese quotata alla Borsa di Londra, hanno annunciato di aver concordato i termini dell'Offerta Pubblica di Acquisto (OPA) delle azioni rappresentative dell'intero capitale sociale dell British-Borneo da parte dell'Eni. Il prezzo per azione offerto è di 70 pence, per l'ammontare complessivo di circa 263 milioni di sterline. Tenuto conto dell'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 1999 di British-Borneo (circa 525 milioni di sterline), l'impegno finanziario dell'Eni ammonta a circa 788 milioni di sterline(circa 1306 milioni di euro), assumendo la totale adesione all'OPA. British-Borneo opera prevalentemente nel Mare del Nord inglese e nelle acque profonde del Golfo del Messico ed è presente in Australia, Brasile e in alcuni paesi emergenti dell'Oriente. Al 31 dicembre 1999 possedeva riserve certe e probabili di idrocarburi per 262 milioni di boe. Nel 1999 la produzione giornaliera è stata di 43.300 boe. La finalizzazione dell'operazione contribuirà all'obiettivo di crescita della produzione di idrocarburi dell'Eni attraverso il raddoppio della produzione nel Golfo del Messico e all'aumento dei livelli produttivi nel Mare del Nord inglese.

Gli accordi con la società di Stato iraniana per lo sviluppo del giacimento a gas di South Pars e del campo a olio di Balal, entrambi nell' offshore del Golfo Persico, e l'affidamento all'Eni del ruolo di operatore unico per lo sviluppo del progetto North Caspian Sea nell'offshore Kazako si inquadrano nella strategia di crescita internazionale volta a consolidare la presenza dell'Eni nei bacini minerari chiave.

L'accordo con Dow Chemical per la cessione della divisione Poliuretani e l'acquisto del 50% della Polimeri Europa concentra il portafoglio della Petrolchimica sulla filiera olefine, polietilene, stirenici ed elastomeri, settori più direttamente correlati al core business dell'Eni, nei quali detiene posizioni di leadership tecnologiche e di mercato.

L'Assemblea degli azionisti dell'Eni nel giugno del 2001 ha autorizzato il programma di acquisto, fino a un massimo di 400 milioni, di azioni proprie del valore nominale di 1 euro e comunque entro l'ammontare massimo di 3,4 miliardi di euro. Alla data del 13 novembre 2001 sono state acquistate

137,4 milioni di azioni proprie per un costo complessivo 1.846 milioni di euro pari al 3,4% del capitale sociale.

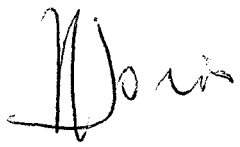
Altro aspetto rilevante dell'attività dell'Eni è la tutela della salute, sicurezza e ambiente, iniziativa questa che fa parte integrante del ciclo della programmazione, dello sviluppo e della commercializzazione dei prodotti e dei servizi. Infatti nel 1998 e dal 1999 in poi sono stati sviluppati in tutte le realtà produttive programmi per l'implementazione di sistemi di gestione della salute, sicurezza e ambiente e per la loro certificazione secondo standard internazionali.

Va altresì ricordato che, alla fine del 1999, è stato approvato il piano 2000-2003, che prevede la crescita del 50% della produzione di idrocarburi entro il 2003 e un maggior contatto con il cliente finale consumatore di energia. Nel settore del gas naturale l'Eni prevede di vendere, fino al 2003, almeno 10 miliardi di metri cubi di gas naturale l'anno nei mercati esteri caratterizzati da alti tassi di sviluppo. Nel 1999 l'Eni ha iniziato ad attuare queste direttive con l'aumento della presenza internazionale della Snam e dell'Italgas, grazie all'acquisizione del 33,34% della compagnia portoghese Galp-Energia per favorire l'espansione del Gruppo nell'intera Penisola Iberica e in America Latina.

Inoltre con la costituzione di Eni Power l'Eni ha anche scelto di strutturare la sua presenza in un settore – quello elettrico – che costituisce l'anello necessario per completare le competenze di Gruppo nell'intera filiera del gas. Nel gennaio 2000 Eni Power S.p.A., società interamente posseduta dall'Eni, ha iniziato a operare nelle centrali termoelettriche di Mantova, Ravenna, Brindisi, Livorno e Taranto, cedute in affitto da Eni-Chem S.p.A. e Agip Petroli S.p.A. in vista del successivo conferimento. La società è impegnata nella realizzazione di nuove centrali termoelettriche nell'ambito del progetto volto a promuovere lo sviluppo della presenza dell'Eni nel settore della produzione dell'energia elettrica, considerata la crescente integrazione tra gas ed elettricità favorita dalla progressiva apertura dei rispettivi mercati.

Ma è appena il caso di ricordare che la vastità del panorama dei cambiamenti in atto nel mondo e la celerità con cui questi si verificano

impongono all'Eni di operare in un sistema sempre più articolato e, perciò, anche più competitivo.



E.N.I. S.p.A.

ESERCIZIO 1998

PAGINA BIANCA

RELAZIONE AMMINISTRATIVA

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SULLA GESTIONE

ANDAMENTO OPERATIVO

Riserve

Al 31 dicembre 1998 le riserve certe di idrocarburi dell'Eni SpA ammontavano a 1.505 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), con una diminuzione di 66 milioni, pari al 4,20%, rispetto al 31 dicembre 1997.

I principali incrementi delle riserve di petrolio e condensati, al lordo della produzione, sono attribuibili a importanti estensioni e significative revisioni di precedenti stime nei campi della Val d'Agri, a una nuova scoperta nell'area di Gaggiano e a una revisione di precedenti stime nel campo di Villafortuna. La diminuzione dei prezzi del greggio in lire rispetto alla fine dell'anno precedente (36%) ha comportato la revisione in diminuzione delle riserve economicamente sfruttabili (32,6 milioni di barili), in particolare per i campi che producono petrolio ad alta densità.

I principali incrementi delle riserve di gas naturale, al lordo della produzione, derivano da nuove scoperte nei campi di Fiume Salso, Naoni, Roccacavallo, Tea, Guendalina, da estensioni nei campi della Val d'Agri e da revisioni di precedenti stime nei campi di Barbara, Naide, Giovanna e Porto Garibaldi/Agostino.

Riserve certe di idrocarburi

	1997	1998	Variazione assoluta	Variazione %
Petrolio e condensati (milioni di barili)	306	280	(26)	(8,50)
Gas naturale (miliardi di metri cubi)	200,82	194,46	(6,36)	(3,17)
Idrocarburi (milioni di boe) (1)	**1.571**	**1.505**	**(66)**	**(4,20)**

(1) Il gas naturale è stato convertito in boe (barili di petrolio equivalente) utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0063.

Esplorazione e sviluppo

Nel corso dell'anno il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha proseguito nell'assegnazione all'Eni SpA dei titoli chiesti nell'area della Val Padana dove, per effetto del D.Lgs. 625/96, erano cessati i diritti di esclusiva sulla ricerca, coltivazione e stoccaggio di idrocarburi. In particolare sono stati assegnati 23 permessi di ricerca e 33 concessioni di coltivazione per una superficie complessiva di 11.040 chilometri quadrati. Al 31 dicembre 1998 risultano assegnati all'Eni SpA tutti i titoli chiesti, salvo quelli relativi alle 8 concessioni di stoccaggio per le quali si è in attesa del decreto ministeriale (la richiesta della concessione di stoccaggio è diritto esclusivo del titolare della concessione di coltivazione).

Al 31 dicembre 1998 il portafoglio minerario dell'Eni SpA sul territorio nazionale consisteva in 127 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione), per una superficie in quota Eni di 41.511 chilometri quadrati (26.664 al 31 dicembre 1997), e in 140 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 12.517 chilometri quadrati (9.976 al 31 dicembre 1997).

Nel 1998 gli investimenti nell'attività esplorativa sono stati di 360 miliardi di lire (347 nel 1997); in particolare gli investimenti hanno interessato le aree della Sicilia (giacimenti a gas di Fiume Salso e Cinquevie), dell'Appennino Centro Meridionale (Val d'Agri con i pozzi a olio Alli 1 e Volturino 1), dell'offshore Adriatico (giacimento a gas di Jole) e della Pianura Padana. Nel 1998 sono stati perforati 31 pozzi esplorativi (25 nel 1997).

Nel 1998 gli investimenti nell'attività di sviluppo sono stati di 790 miliardi di lire (1.031 nel 1997); in particolare gli investimenti hanno riguardato:

- il proseguimento della messa in produzione dei campi della Val d'Agri (Cerro Falcone, Costa Molina e Caldarosa) nonché le attività di realizzazione del Centro olio e dell'oleodotto che lo collegherà alla raffineria di Taranto. Per intensificare lo sviluppo di un'area petrolifera tra le più promettenti d'Europa, è stato sottoscritto un protocollo di intenti con la Regione Basilicata che prevede l'impegno da parte dell'Eni SpA, anche per conto del partner Enterprise SpA, di realizzare interventi congiunti volti, in particolare, alla salvaguardia ambientale. L'impegno comporterà un onere per l'Eni SpA stimato in circa 220 miliardi di lire. Sono in corso trattative con i partners per l'unificazione delle concessioni di produzione con l'obiettivo di massimizzare le sinergie derivanti dalla messa in comune degli impianti di trattamento e trasporto degli idrocarburi (Centro olio, oleodotto e terminale marino);
- il completamento dell'attività di perforazione (7 pozzi di sviluppo) nel giacimento a gas di Bonaccia e la realizzazione del sea-line di collegamento fino alla piattaforma esistente di Barbara (nel febbraio 1999 è stata avviata la produzione del giacimento);

- il completamento delle attività di sviluppo nel giacimento di petrolio Aquila, nell'offshore pugliese, con la messa in produzione di 2 pozzi direzionati completi di teste pozzo sottomarine e l'impiego di una nave attrezzata con impianti di produzione, trattamento e stoccaggio del greggio. L'entrata in produzione dei pozzi Aquila 2 e 3, avvenuta nei primi mesi del 1998, ha consentito di raggiungere una produzione giornaliera di circa 16.000 barili/giorno. Tale giacimento è situato ad una profondità di acqua di 850 metri, tra le più elevate al mondo, che pone l'Eni tra le prime compagnie petrolifere nello sviluppo di campi ad alta profondità;
- il mantenimento ai massimi livelli di produzione dei giacimenti di Garibaldi, Agostino e Villafortuna attraverso interventi di manutenzione ai pozzi già in produzione;
- la messa in produzione di nuovi campi a gas di Regina (3 pozzi), Fabrizia (1 pozzo), Viviana (1 pozzo) e San Lorenzo (1 pozzo);
- la messa in produzione di 5 nuovi pozzi a gas (2 a Candela, 2 a Hera Lacinia e 1 a Fratello) su giacimenti già in produzione.

Relativamente al progetto "Alto Adriatico", che prevede la messa in produzione di 15 giacimenti di gas naturale con riserve certe pari a 27 miliardi di metri cubi, si è ancora in attesa del pronunciamento definitivo da parte della Regione Veneto e del Ministero dell'ambiente, la cui scadenza era stata stabilita per il 30 settembre 1998. La Commissione di valutazione impatto ambientale del Ministero dell'ambiente alla fine di ottobre ha espresso il parere tecnico che esclude il campo di Chioggia dallo sviluppo complessivo del progetto. Se tale parere venisse confermato, si determinerebbe una riduzione delle riserve di circa 5 miliardi di metri cubi.

Complessivamente gli investimenti effettuati nel 1998 ammontano a 1.218 miliardi di lire, con un decremento di 255 miliardi di lire rispetto all'esercizio precedente.

Produzione

Nel 1998 la produzione di idrocarburi è stata di 139,2 milioni di boe (143,2 nel 1997), con una produzione media giornaliera di circa 381.000 boe (392.000 nel 1997). La produzione di petrolio e condensati è stata di 34,9 milioni di barili (36,6 nel 1997). La produzione di gas naturale è stata di 16,55 miliardi di metri cubi (16,91 nel 1997). La diminuzione della produzione è attribuibile al declino naturale dei maggiori campi, in particolare Villafortuna/Trecate, parzialmente compensata dall'avvio della produzione del giacimento Aquila e dall'entrata in produzione del campo di Regina e altri campi minori.

Commercializzazione

Nel 1998 la disponibilità di gas naturale, pari a 17,84 miliardi di metri cubi (compresi 1,11 miliardi di metri cubi prelevati dai campi di stoccaggio e 0,18 miliardi acquistati da società controllate) è stata venduta quasi esclusivamente alla Snam SpA.

Nel 1998 sono stati commercializzati greggi e condensati per 234 milioni di barili, di cui 196 di greggi esteri acquistati dalla controllata Agip Trading BV, 36 di produzione nazionale (compresi 2 acquistati dalla controllata Somicem SpA) e 2 di greggi nazionali acquistati da terzi. Le vendite sono state destinate per 97 milioni di barili (41%) al sistema di approvvigionamento e raffinazione AgipPetroli SpA.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Signori azionisti,

il bilancio che sottoponiamo alla Vostra approvazione chiude con l'utile netto di 2.126 miliardi di lire, contro l'utile di 4.022 miliardi di lire conseguito nell'esercizio precedente. La riduzione di 1.896 miliardi di lire è dovuta essenzialmente:

- alla riduzione dei proventi netti su partecipazioni di 2.383 miliardi di lire a seguito, in particolare, della circostanza che nell'esercizio 1997 l'Agip SpA, incorporata dall'Eni SpA con effetto economico dal 1° gennaio 1997, distribuì un dividendo di 1.875 miliardi di lire a valere sull'utile conseguito nel 1996;
- alla riduzione dei crediti di imposta su dividendi di 977 miliardi di lire conseguenti alla diminuzione dei dividendi sopra indicata;
- alla riduzione dell'utile operativo di 685 miliardi di lire connessa, in particolare, alla flessione dei prezzi di vendita in lire degli idrocarburi (greggio: circa il 36%; gas naturale: circa il 19%) e alle svalutazioni (266 miliardi di lire) resesi necessarie per adeguare il valore dei pozzi e degli impianti alla residua possibilità di utilizzazione. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla diminuzione degli accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti di 558 miliardi di lire dovuta alla circostanza che nel 1997, a seguito dell'incorporazione dell'Agip SpA e dell'imputazione del relativo disavanzo di fusione, il fondo, in precedenza idealmente compreso nel fondo ammortamento eccedente, venne adeguato con lo stanziamento di 646 miliardi di lire.

I fattori negativi di cui sopra sono stati parzialmente compensati:

- dalla riduzione delle imposte sul reddito di 1.668 miliardi di lire connessa alla flessione dell'utile prima delle imposte di 3.564 miliardi di lire (tenuto conto dei crediti di imposta sui dividendi e delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie), alla circostanza che nel 1997 vennero effettuati maggiori accantonamenti a fondi rischi non detraibili (in particolare al fondo smantellamento e ripristino siti) nonché al mutato quadro normativo;
- dalla riduzione di 196 miliardi di lire delle rettifiche di valore e degli accantonamenti operati in applicazione di norme tributarie.

L'indebitamento finanziario netto (531 miliardi di lire) si è ridotto rispetto al 31 dicembre 1997 di 2.022 miliardi di lire. Il flusso di cassa generato dal risultato operativo (2.657 miliardi di lire), unitamente agli incassi derivanti dai dividendi (2.766 miliardi di lire) e dalla vendita di azioni Saipem e Nuovo Pignone (886 miliardi di lire), ha consentito di ridurre l'indebitamento, di effettuare investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali e in partecipazioni (1.881 miliardi di lire) e di pagare i dividendi deliberati dall'Assemblea degli azionisti del 16 giugno 1998 (2.240 miliardi di lire).

Il capitale investito netto di 23.415 miliardi di lire - costituito essenzialmente da partecipazioni (16.514 miliardi di lire), da immobilizzazioni materiali e immateriali (5.287 miliardi di lire) e da crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato (2.977 miliardi di lire) - è coperto per il 90% dal patrimonio netto.

Al fine di agevolare l'apprezzamento in euro dei valori delle poste di bilancio della Società, gli importi degli schemi sintetici riclassificati del conto economico e dello stato patrimoniale relativi all'esercizio 1998 sono espressi anche nella nuova moneta applicando il tasso irrevocabile di conversione di 1.936,27 lire.

Conto economico sintetico riclassificato

(milioni di €)				(miliardi di lire)
1998		1997	**1998**	Variazione
4.542	Ricavi della gestione caratteristica	11.547	8.794	(2.753)
36	Altri ricavi e proventi	87	69	(18)
4.578	**Ricavi totali**	**11.634**	**8.863**	**(2.771)**
(2.850)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(7.927)	(5.519)	2.408
(250)	Lavoro e oneri relativi	(485)	(484)	1
1.478	**Margine operativo lordo**	**3.222**	**2.860**	**(362)**
(804)	Ammortamenti e svalutazioni	(1.233)	(1.556)	(323)
674	**Utile operativo**	**1.989**	**1.304**	**(685)**
29	Proventi (Oneri) finanziari netti	(69)	57	126
697	Proventi netti su partecipazioni	3.733	1.350	(2.383)
1.400	**Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte**	**5.653**	**2.711**	**(2.942)**
75	Proventi (Oneri) straordinari netti	(13)	146	159
1.475	**Utile prima delle imposte**	**5.640**	**2.857**	**(2.783)**
(571)	Imposte sul reddito	(2.774)	(1.106)	1.668
534	Crediti di imposta su dividendi (1)	2.011	1.034	(977)
(37)		**(763)**	**(72)**	**691**
(340)	Rettifiche di valore e accantonamenti operati in applicazione di norme tributarie	(855)	(659)	196
1.098	**Utile netto**	**4.022**	**2.126**	**(1.896)**

(1) I crediti di imposta 1998 non utilizzati per l'assolvimento dell'Irpeg dovuta (21 miliardi di lire) sono classificati nei proventi netti su partecipazioni.

Nei punti seguenti sono illustrate le componenti e le variazioni intervenute nelle diverse voci del conto economico.

Ricavi della gestione caratteristica

			(miliardi di lire)
	1997	1998	Variazione
Gas naturale	3.287	2.788	(499)
Greggi e condensati di produzione Italia	1.105	672	(433)
	4.392	**3.460**	**(932)**
Compensi per servizi di stoccaggio e modulazione	820	826	6
Prestazioni, servizi e vendite di altri prodotti petroliferi e materiali diversi	378	398	20
	5.590	**4.684**	**(906)**
Commercializzazione di greggi e condensati d'acquisto	5.957	4.110	(1.847)
	11.547	**8.794**	**(2.753)**

La diminuzione dei ricavi di vendita di idrocarburi (932 miliardi di lire) è dovuta:

- per il gas naturale (499 miliardi di lire), alla flessione di circa il 19% dei prezzi di vendita, parzialmente compensata dall'aumento delle quantità vendute di 0,9 miliardi di metri cubi (da 16,94 a 17,84);
- per il greggio di produzione (433 miliardi di lire), alla flessione di circa il 36% dei prezzi di vendita e alla riduzione delle quantità vendute di 1,77 milioni di barili (da 36,1 a 34,33).

I ricavi derivanti dall'attività di commercializzazione di greggi e condensati d'acquisto diminuiscono di 1.847 miliardi di lire per effetto della diminuzione dei prezzi, parzialmente compensata dall'aumento delle quantità di greggio commercializzate di 10,68 milioni di barili (da 182,60 a 193,28).

L'analisi per "destinazione" dei ricavi della gestione caratteristica è la seguente:

(miliardi di lire)

	1997	1998	Variazione
Snam SpA per vendita gas e servizi di stoccaggio e modulazione	4.093	3.601	(492)
AgipPetroli SpA per vendita greggi e condensati	2.817	1.887	(930)
Altre controllate	379	395	16
Terzi	4.258	2.911	(1.347)
	11.547	**8.794**	**(2.753)**

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 69 miliardi di lire riguardano principalmente gli addebiti effettuati a società controllate per costi sostenuti nel loro interesse (22 miliardi di lire), i rimborsi assicurativi (13 miliardi di lire) e le plusvalenze da alienazione di immobilizzazioni materiali (10 miliardi di lire).

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(miliardi di lire)

	1997	1998	Variazione
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (1)	1.000	993	(7)
Variazione rimanenze	(73)	74	147
Royalties	259	176	(83)
Accantonamento al fondo smantellamento e ripristino siti	737	179	(558)
	1.923	**1.422**	**(501)**
Commercializzazione di greggi e condensati d'acquisto	5.951	4.097	(1.854)
	7.874	**5.519**	**(2.355)**
Imposta sul patrimonio netto	53		(53)
	7.927	**5.519**	**(2.408)**

(1) Al netto dei costi riferiti agli investimenti.

La variazione delle rimanenze di 147 miliardi di lire è dovuta essenzialmente alla riduzione delle quantità di gas naturale in rimanenza nei campi in stoccaggio per l'incremento dei ritiri da parte della controllata Snam SpA, in particolare negli ultimi mesi dell'esercizio.

La diminuzione delle royalties di 83 miliardi di lire è connessa alla flessione del valore della produzione a seguito della riduzione dei prezzi degli idrocarburi.

La diminuzione dell'accantonamento al fondo smantellamento e ripristino siti di 558 miliardi di lire è dovuto essenzialmente all'adeguamento del fondo effettuato nel 1997 a seguito dell'attribuzione del disavanzo di fusione. Non considerando tale adeguamento (646 miliardi di lire), si registra un incremento di 88 miliardi di lire per effetto della revisione dei costi previsti per le chiusure minerarie dei pozzi e il ripristino dei siti.

Lavoro e oneri relativi

Il costo lavoro (484 miliardi di lire) registra una riduzione di 1 miliardo di lire da attribuirsi all'abolizione del contributo al Servizio Sanitario Nazionale, connessa alla introduzione dell'Irap, e alla riduzione del personale in servizio, parzialmente compensate dalla normale dinamica retributiva.

Il personale in servizio al 31 dicembre 1998 è di 6.175 unità, con un decremento di 77 unità rispetto al 31 dicembre 1997. L'analisi per categoria è la seguente:

	31.12.1997	31.12.1998
Dirigenti	320	326
Quadri	1.460	1.547
Impiegati	3.400	3.287
Operai	1.072	1.015
	6.252	**6.175**

Ammortamenti e svalutazioni

			(miliardi di lire)
	1997	1998	Variazione
Immobilizzazioni materiali	845	885	40
Ricerca mineraria	342	360	18
Software e altre immobilizzazioni immateriali	46	45	(1)
	1.233	**1.290**	**57**
Svalutazioni		266	266
	1.233	**1.556**	**323**

Come negli esercizi precedenti, le spese di ricerca mineraria sostenute nell'esercizio (360 miliardi di lire) sono state interamente ammortizzate.

La svalutazione di 266 miliardi di lire riguarda l'adeguamento del valore dei pozzi e degli impianti alla residua possibilità di utilizzazione effettuato in ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2426 del codice civile. La svalutazione, tenuto conto di 129 miliardi di lire di ammortamenti eccedenti stanziati negli esercizi precedenti, determina un effetto sull'utile netto di 137 miliardi di lire (v. nota 17 della Nota integrativa).

Proventi finanziari netti

I proventi finanziari netti (57 miliardi di lire), che aumentano di 126 miliardi di lire a seguito della riduzione dell'indebitamento netto medio e dei tassi di interesse (ca. 2 punti percentuali), si analizzano come segue:

			(miliardi di lire)
	1997	1998	Variazione
Interessi su CCT 1994/1999	69	64	(5)
Interessi sui crediti di imposta	106	97	(9)
Oneri finanziari netti	(238)	(98)	140
Accantonamento per svalutazione interessi sui crediti di imposta 1988	(6)	(6)	
	(69)	**57**	**126**

Proventi netti su partecipazioni

(miliardi di lire)

	1997	1998	Variazione
Dividendi			
Snam SpA	1.354	1.352	(2)
Agip Production BV		596	596
Agip International BV	393	334	(59)
AgipPetroli SpA		284	284
Eni International Holding BV	353	215	(138)
Italiana Petroli SpA	43	66	23
Snamprogetti SpA	65	65	
Saipem SpA	20	9	(11)
Sofid SpA	23	8	(15)
Società Petrolifera Italiana SpA	9	6	(3)
Norsea Pipeline Ltd	5	5	
Somicem SpA	20	2	(18)
Agip SpA	1.875		(1.875)
EniChem SpA	143		(143)
Nuovo Pignone SpA	21		(21)
Altre	3	4	1
	4.327	**2.946**	**(1.381)**
Plusvalenze su cessioni e altri proventi			
Saipem SpA	92		(92)
Agip (Africa) Ltd	74		(74)
Enifin SpA	23		(23)
Agip (Overseas) Ltd (in liquidazione)	7		(7)
Altre	5		(5)
Crediti di imposta su dividendi	2.011	1.055	(956)
Crediti di imposta utilizzati a fronte dell'Irpeg dell'esercizio	(2.011)	(1.034)	977
	201	**21**	**(180)**
Totale proventi	**4.528**	**2.967**	**(1.561)**
Svalutazioni e perdite			
Agip Exploration BV	(324)	(814)	(490)
Enirisorse SpA	(321)	(785)	(464)
EniComunicazione SpA	(12)	(5)	7
EniSud SpA		(2)	(2)
Agricoltura SpA (in liquidazione)	(124)		124
Altre	(14)	(11)	3
Totale oneri	**(795)**	**(1.617)**	**(822)**
	3.733	**1.350**	**(2.383)**

Nel capitolo "Altre informazioni" è riportato il commento all'andamento economico dell'esercizio 1998 delle principali società controllate.

Proventi straordinari netti

I proventi straordinari netti di 146 miliardi di lire riguardano essenzialmente il credito di 152 miliardi di lire iscritto nei confronti dell'Enirisorse per la restituzione della ricapitalizzazione della società effettuata dall'Eni SpA nel 1997 (133 miliardi di lire maggiorata degli interessi al 31 dicembre 1998 di 19 miliardi di lire) ritenuta dalla Commissione Europea, con decisione del 25 novembre 1998, "aiuto di Stato incompatibile" ai sensi dell'art. 92 del trattato UE. Il provento trova contropartita nella svalutazione della partecipazione nella Enirisorse SpA che ha iscritto nel bilancio 1998 un corrispondente onere. La restituzione è avvenuta in data 25 marzo 1999, comprensiva degli interessi maturati alla stessa data (complessivamente 153 miliardi di lire).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito di 1.106 miliardi di lire riguardano per 1.034 miliardi di lire l'Irpeg (interamente compensata dall'utilizzo di crediti di imposta su dividendi) e per 72 miliardi di lire l'Irap.

(miliardi di lire)

	1997	1998	Variazione
Irpeg (1)	2.571	1.034	(1.537)
Irap		72	72
Ilor	203		(203)
	2.774	**1.106**	**(1.668)**

(1) A fronte dell'Irpeg 1997 sono stati utilizzati crediti di imposta su dividendi per 2.011 miliardi di lire.

La diminuzione dell'Irpeg di 1.537 miliardi di lire deriva essenzialmente dalla diminuzione dell'utile prima delle imposte di 3.564 miliardi di lire (tenuto conto dei crediti di imposta sui dividendi e delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie) e alla circostanza che nel 1997 vennero effettuati maggiori accantonamenti a fondi non detraibili (in particolare al fondo smantellamento e ripristino siti).

Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie

L'analisi delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (659 miliardi di lire al netto dei "rigiri"[1]) è riportata nella tabella seguente.

(miliardi di lire)

	1997	1998	Variazione
Ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche	(713)	(700)	13
Ammortamenti anticipati	(216)	(189)	27
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti e anticipati stanziati in esercizi precedenti	58	206	148
Utilizzo fondo svalutazione crediti		19	19
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti e anticipati per cessioni e radiazioni	16	5	(11)
	(855)	**(659)**	**196**

L'utilizzo del fondo svalutazione crediti (19 miliardi di lire) è connesso alla riduzione dei crediti finanziari che ha reso esuberante parte del fondo costituito ai sensi dell'art. 71 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

(1) I "rigiri" riguardano gli ammortamenti eccedenti e anticipati riassorbiti per effetto dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito nonché a fronte di cessioni, radiazioni e svalutazioni.

Stato patrimoniale sintetico riclassificato

(milioni di €) 31.12.1998		31.12.1997	31.12.1998	(miliardi di lire) Variazione
	Capitale immobilizzato			
2.731	Immobilizzazioni materiali e immateriali	5.655	5.287	(368)
(189)	Debiti per investimenti	(452)	(366)	86
8.529	Partecipazioni	17.852	16.514	(1.338)
11.071		**23.055**	**21.435**	**(1.620)**
	Capitale di esercizio netto			
1.537	Crediti di imposta	2.724	2.977	253
296	Attività di esercizio nette	522	573	51
(43)	Fondi per rischi e oneri	(83)	(83)	
1.790		**3.163**	**3.467**	**304**
(727)	**Fondo smantellamento e ripristino siti**	**(1.238)**	**(1.407)**	**(169)**
(41)	**Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato**	**(106)**	**(80)**	**26**
12.093	**Capitale investito netto**	**24.874**	**23.415**	**(1.459)**
10.938	Patrimonio netto	21.275	21.179	(96)
881	Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	1.046	1.705	659
274	Indebitamento finanziario netto	2.553	531	(2.022)
12.093	**Coperture**	**24.874**	**23.415**	**(1.459)**

Nei punti seguenti sono illustrate le componenti e le variazioni intervenute nelle diverse voci dello stato patrimoniale.

Immobilizzazioni materiali e immateriali

L'analisi delle immobilizzazioni materiali e immateriali (5.287 miliardi di lire) è riportata nella tabella seguente:

			(miliardi di lire)
	Immobilizzazioni		Totale
	materiali	immateriali	
Saldo al 31 dicembre 1997	**5.357**	**298**	**5.655**
Investimenti	815	403	1.218
Ammortamenti e svalutazioni	(1.153)	(409)	(1.562)
Cessioni e radiazioni	(24)		(24)
Saldo al 31 dicembre 1998	**4.995**	**292**	**5.287**

Partecipazioni

Le partecipazioni (16.514 miliardi di lire) diminuiscono di 1.338 miliardi di lire per effetto delle variazioni riportate nella tabella seguente:

			(miliardi di lire)
Partecipazioni al 31 dicembre 1997			**17.852**
Incrementi per interventi sul capitale:			
Agip Exploration BV	434		
Enirisorse SpA	200		
Albacom SpA	76		
EniComunicazione SpA	12		
Altre	2	724	
Cessioni			
Saipem SpA	(742)		
Nuovo Pignone SpA	(149)		
EniTecnologie SpA (ex Eniricerche SpA)	(6)	(897)	
Conferimenti			
Conferimento ad AgipPetroli SpA della partecipazione nella Italiana Petroli SpA	(570)		
Aumento capitale sociale AgipPetroli SpA	570	0	
Fusioni			
Fusione dell'Agip Production BV nell'Agip International BV	(224)		
Aumento capitale sociale Agip International BV	224	0	
Svalutazioni e perdite			
Agip Exploration BV	(814)		
Enirisorse SpA	(339)		
EniComunicazione SpA	(5)		
EniSud SpA	(2)		
Altre	(5)	(1.165)	(1.338)
Partecipazioni al 31 dicembre 1998			**16.514**

In data 19 giugno 1998 è stato effettuato, sulla base del valore di perizia (570 miliardi di lire), il conferimento all'AgipPetroli SpA della partecipazione detenuta nella Italiana Petroli SpA (pari al 57,14% del capitale sociale).

In data 19 novembre 1998 è stata realizzata la fusione dell'Agip Production BV nell'Agip International BV.

Informazioni in ordine alle imprese partecipate al 31 dicembre 1998 nonché alle acquisizioni/cessioni di partecipazioni intervenute nell'esercizio sono riportate nell'allegato "Notizie sulle imprese a partecipazione diretta dell'Eni SpA", che fa parte integrante della nota integrativa.

Le partecipazioni al 31 dicembre 1998 sono analizzate nella tabella seguente:

	(miliardi di lire)
	Valore netto
AgipPetroli SpA	3.777
Snam SpA	3.405
EniChem SpA	3.334
Eni International Holding BV	2.133
Agip International BV	1.688
Saipem SpA	574
Enifin SpA	489
Sofid SpA	390
Agip Petroleum Co Ltd	255
Albacom SpA	249
Agip Exploration BV	236
Snamprogetti SpA	149
Società Petrolifera Italiana SpA	70
EniComunicazione SpA	33
EniSud SpA	28
Eurosolare SpA	19
EniTecnologie SpA (ex Enitricerche SpA)	13
Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA	9
Tecnomare SpA	8
Enirisorse SpA	(354)
Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione)	(11)
Altre	20
	16.514

Crediti di imposta

I crediti di imposta (2.977 miliardi di lire) aumentano di 253 miliardi di lire per effetto delle variazioni riportate nella tabella seguente:

			(miliardi di lire)
Crediti al 31 dicembre 1997			**2.724**
Crediti di imposta su dividendi	1.055		
Ritenute di acconto su dividendi	180		
Irpeg	(1.034)	201	
Irap	(72)		
Acconti versati	105	33	234
Interessi sui crediti di imposta			96
Acquisto crediti di imposta da società del Gruppo			11
Rimborso crediti per interessi su crediti di imposta			(44)
Accantonamento al fondo svalutazione crediti di imposta			(38)
Perdite su crediti			(6)
Crediti al 31 dicembre 1998			**2.977**

Fondo smantellamento e ripristino siti

Il fondo smantellamento e ripristino siti (1.407 miliardi di lire) aumenta di 169 miliardi di lire per effetto dell'accantonamento effettuato nell'esercizio al netto degli utilizzi. Il fondo accoglie i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 80 miliardi di lire diminuisce di 26 miliardi di lire a seguito essenzialmente dell'utilizzo di 44 miliardi di lire per le anticipazioni concesse ai dipendenti per l'acquisto di azioni Eni (fino a un massimo di 3.000 azioni per dipendente) in occasione del quarto collocamento sul mercato e dall'utilizzo di 8 miliardi di lire per il personale che ha lasciato la Società, parzialmente compensate dallo stanziamento di competenza dell'esercizio (31 miliardi di lire).

Patrimonio netto

Il patrimonio netto (21.179 miliardi di lire) diminuisce di 96 miliardi di lire per effetto delle variazioni riportate nella tabella seguente:

			(miliardi di lire)
Patrimonio netto al 31 dicembre 1997			**21.275**
Incremento per:			
- conferimenti legge 41/86	18		
- utile 1998	2.126	2.144	-
Decremento per:			
- distribuzione dividendo 1997		(2.240)	(96)
Patrimonio netto al 31 dicembre 1998			**21.179**

Fondi stanziati esclusivamente in applicazione di norme tributarie

I fondi stanziati esclusivamente in applicazione di norme tributarie (1.705 miliardi di lire) aumentano di 659 miliardi di lire per effetto degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche (al netto dei "rigiri") stanziati nell'esercizio (678 miliardi di lire), parzialmente compensati dall'utilizzo per esuberanza di parte del fondo svalutazione crediti (19 miliardi di lire). I fondi riguardano per 1.642 miliardi di lire gli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche e per 63 miliardi di lire gli accantonamenti al fondo svalutazione crediti. Al netto della fiscalità latente l'effetto sul patrimonio netto ammonta a 1.004 miliardi di lire.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 1998 (531 miliardi di lire) è analizzato nella tabella seguente:

(miliardi di lire)

	31.12.1997	31.12.1998	Variazione
Debiti finanziari			
a medio e lungo termine (1)			
prestiti obbligazionari	1.020	1.010	(10)
imprese finanziarie controllate	1.300	600	(700)
banche	817	447	(370)
altri finanziatori	42	46	4
	3.179	**2.103**	**(1.076)**
a breve termine			
finanziamenti a breve e banche c/c ordinari	1.487	379	(1.108)
imprese finanziarie controllate	551	300	(251)
prestiti obbligazionari	10	10	
altri finanziatori			
	2.048	**689**	**(1.359)**
a)	**5.227**	**2.792**	**(2.435)**
Crediti finanziari, titoli e disponibilità			
crediti finanziari			
a medio e lungo termine (1)			
imprese finanziarie controllate	500	450	(50)
imprese controllate	235	191	(44)
altre	3	1	(2)
	738	**642**	**(96)**
a breve termine			
imprese finanziarie controllate	1.150		(1.150)
imprese controllate	59	42	(17)
altre	3	2	(1)
	1.212	**44**	**(1.168)**
b)	**1.950**	**686**	**(1.264)**
titoli (CCT 1994/1999)	721	300	(421)
disponibilità	3	1.275	1.272
c)	**724**	**1.575**	**851**
(a-b-c)	**2.553**	**531**	**(2.022)**

(1) Le quote scadenti nell'esercizio successivo sono classificate nel "breve".

Le disponibilità di 1.275 miliardi di lire, impiegate essenzialmente presso Eni Coordination Center SA (725 miliardi di lire) e presso Enifin SpA (550 miliardi di lire), rivengono, rispettivamente, dall'incasso di dividendi da controllate estere per 438,5 milioni di dollari USA e dalla vendita di titoli di Stato con scadenza 1° gennaio 1999. Le disponibilità saranno utilizzate nei primi sei mesi del 1999 per l'acquisto del 35,15% della partecipazione detenuta dall'Eni International Holding BV nell'Agip International BV (v. il capitolo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio").

La riduzione dell'indebitamento finanziario netto (2.022 miliardi di lire) è analizzata nella tabella seguente:

(miliardi di lire)

	1997		1998	
Utile dell'esercizio	4.022		2.126	
a rettifica:				
- ammortamenti ed altri componenti non monetari	3.209		3.597	
- dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte sul reddito	(5.350)		(3.066)	
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio		**1.881**		**2.657**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	1.060		(44)	
Dividendi incassati, interessi e proventi/oneri straordinari incassati (pagati) imposte sul reddito pagate nell'esercizio	3.203		2.683	
Flusso di cassa netto da attività di esercizio		**6.144**		**5.296**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(1.475)		(1.220)	
Investimenti in partecipazioni, titoli e crediti finanziari	(1.822)		(661)	
Disinvestimenti	638		912	
Crediti e debiti relativi all'attività di investimento	129		(80)	
Flusso di cassa prima degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria, dell'attività di finanziamento e dell'effetto delle differenze di cambio (free cash flow)		**3.614**		**4.247**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	134		1.914	
Variazione debiti finanziari	(1.824)		(2.663)	
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.925)		(2.222)	
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		(1)		**1.276**
Flusso di cassa prima degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria, dell'attività di finanziamento e dell'effetto delle differenze di cambio (free cash flow)		**3.614**		**4.247**
Flusso di cassa del capitale proprio		(1.925)		(2.222)
Effetto delle differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni		(1)		(3)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		**1.688**		**2.022**

ALTRE INFORMAZIONI

Andamento economico 1998 delle principali società controllate

Nella tabella seguente sono riportati il risultato operativo e il risultato netto delle principali società partecipate per gli esercizi 1997 e 1998 quali risultano dai bilanci di esercizio redatti dai consigli di amministrazione.

(miliardi di lire)

	Risultato operativo			Risultato netto		
	1997	1998	Variazione	1997	1998	Variazione
Snam SpA	3.476	4.218	742	1.424	2.260	836
AgipPetroli SpA (1)	752	950	198	414	210	(204)
EniChem SpA	318	(82)	(400)	92	(481)	(573)
Saipem SpA	13	(16)	(29)	98	100	2
Snamprogetti SpA	57	51	(6)	86	103	17
Enifin SpA	41	25	(16)	1	1	0
Sofid SpA	19	65	46	12	81	69
Eni International Holding BV (2)	216	144	(72)	219	144	(75)
Agip Exploration BV (2)	(206)	(457)	(251)	(206)	(457)	(251)
Agip International BV (2)	498	(42)	(540)	499	(41)	(540)
Enirisorse SpA	(38)	(115)	(77)	(315)	(784)	(469)

(1) Per consentire un confronto omogeneo, i dati dell'esercizio 1997 comprendono anche i valori relativi al bilancio al 31 dicembre 1997 della Italiana Petroli SpA incorporata con effetto dal 1° gennaio 1998.

(2) Milioni di dollari USA.

Si riportano qui di seguito le connotazioni essenziali del conto economico dell'esercizio 1998 nonché i dati relativi agli investimenti effettuati nell'esercizio e al numero dei dipendenti delle società riportate nella tabella.

Snam SpA: l'utile operativo di 4.218 miliardi di lire registra un aumento di 742 miliardi di lire riconducibile essenzialmente: (i) all'incremento delle vendite della distribuzione primaria in Italia; (ii) ai maggiori volumi di gas naturale trasportati per conto terzi; (iii) ai miglioramenti dei margini, anche a seguito delle rinegoziazioni contrattuali; (iv) alla riduzione dei costi fissi per le razionalizzazioni e dismissioni effettuate.

Le vendite di gas naturale della distribuzione primaria in Italia (55,69 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,55 miliardi di metri cubi, pari al 4,8%. L'aumento ha interessato: (i) le vendite al settore civile (1,87 miliardi di metri cubi, pari all'8,4%), per effetto di una stagione invernale più rigida del 1997 e per l'aumento del numero dei clienti serviti; (ii) le vendite ai produttori di energia elettrica (1,11 miliardi di metri cubi, pari al 28,6%, di cui 1,08 miliardi di metri cubi agli aderenti all'Unione Nazionale Aziende Produttrici e Consumatrici di Energia Elettrica). Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dalle minori vendite (0,78 miliardi di metri cubi) alle società produttrici e distributrici di energia elettrica, in particolare all'Enel SpA. Il maggior fabbisogno di gas naturale è stato coperto con l'incremento dei volumi approvvigionati sia in Italia sia all'estero; il gas importato rappresenta il 68,5% del totale approvvigionato (68,6% nel 1997). I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (9,96 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 1,89 miliardi di metri cubi, pari al 23,4%, per l'entrata a regime dell'accordo con l'Enel SpA che prevede dall'ottobre 1997 il trasporto di 4 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale dall'Algeria.

I ricavi della gestione caratteristica di 15.563 miliardi di lire registrano una diminuzione di 753 miliardi di lire, pari al 4,6%, per effetto essenzialmente della diminuzione dei ricavi dell'attività metano a seguito della sensibile riduzione dei prezzi medi di vendita del gas naturale, parzialmente compensata dall'aumento dei volumi venduti e dei volumi trasportati per conto terzi.

L'utile netto di 2.260 miliardi di lire registra un aumento di 836 miliardi di lire dovuto essenzialmente all'aumento del risultato operativo (742 miliardi di lire) e alla diminuzione delle imposte sul reddito (282 miliardi di lire) per effetto del mutato quadro normativo e dell'utilizzo di fondi rischi tassati. Questi effetti sono stati parzialmente compensati dalla diminuzione dei proventi netti su partecipazioni (97 miliardi di lire) e dall'aumento degli oneri straordinari netti (94 miliardi di lire).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali effettuati nell'esercizio, che ammontano a 971 miliardi di lire (902 miliardi di lire nel 1997), riguardano essenzialmente lo sviluppo del sistema nazionale di trasporto, l'estensione della metanizzazione

del Mezzogiorno, il potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas dal Nord Europa e il completamento della costruzione della nave metaniera "LNG Lerici".

I dipendenti al 31 dicembre 1998 erano 4.822 (4.867 al 31 dicembre 1997).

AgipPetroli SpA: nell'esercizio 1998 la società ha incorporato con effetto dal 1° gennaio 1998, la Italiana Petroli SpA.

L'utile operativo di 950 miliardi di lire registra un aumento di 198 miliardi di lire, pari al 26,3%, dovuto essenzialmente: (i) all'incremento dei margini e dei volumi venduti sul mercato rete ed extra-rete in Italia; in particolare l'aumento dei volumi venduti sul mercato rete è connesso agli effetti positivi dell'iniziativa "Fai da te" che, oltre a compensare la cessione di 104 punti vendita alla Erg Petroli SpA, ha consentito di annullare gli effetti economici della quota a carico della società delle riduzioni di prezzo applicate al cliente finale; (ii) all'aumento del risultato dell'attività supply e raffinazione in Italia, essenzialmente per le maggiori quantità lavorate; (iii) all'aumento dei margini e dei volumi venduti nelle attività lubrificanti e prodotti speciali; (iv) alla riduzione dei costi fissi per le razionalizzazioni e dismissioni effettuate; (v) alla circostanza che nel 1997 furono effettuati maggiori accantonamenti per oneri non ricorrenti relativi a rischi ambientali (185 miliardi di lire). Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dalla maggiore svalutazione delle scorte per adeguarle al ridotto livello dei prezzi delle materie prime e dei prodotti (220 miliardi di lire).

I ricavi della gestione caratteristica al netto delle accise (22.705 miliardi di lire) e delle permute (1.283 miliardi di lire), ammontano a 14.546 miliardi di lire, con un decremento di 3.111 miliardi di lire, pari al 17,6%, dovuto prevalentemente alla flessione dei prezzi in lire dei prodotti petroliferi sul mercato interno (benzina 14,2%; gasolio 14,7%; olio combustibile 24%) conseguente alla riduzione delle quotazioni internazionali. Il decremento è stato parzialmente compensato dall'aumento dei volumi venduti (0,6 milioni di tonnellate, pari all'1,4%) dovuto all'incremento di 1,6 milioni di tonnellate delle vendite di prodotti e semilavorati, pari al 3,9%, parzialmente compensato dalla riduzione delle vendite di greggio (1,0 milioni di tonnellate pari al 23,9%). La quota di mercato relativa alle vendite di benzina e gasolio sulla rete di distribuzione è risultata pari al 43,4% (43,7% nel 1997); la rete di distribuzione al 31 dicembre 1998 era costituita da 9.828 punti vendita (10.615 al 31 dicembre 1997), con un erogato medio di 1.475.000 litri/anno (1.405.000 nel 1997).

L'utile netto di 210 miliardi di lire registra un decremento di 204 miliardi di lire per effetto essenzialmente dei minori proventi su partecipazioni (257 miliardi di lire), dei maggiori oneri straordinari netti (196 miliardi di lire) e delle maggiori imposte sul reddito (64 miliardi di lire), parzialmente compensati dal miglioramento dell'utile operativo (198 miliardi di lire) e dalla riduzione degli oneri finanziari (110 miliardi di lire).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali effettuati nell'esercizio, che ammontano a 775 miliardi di lire (631 nel 1997), riguardano essenzialmente il comparto distribuzione e raffinazione.

I dipendenti al 31 dicembre 1998 erano 9.842 (10.056 al 31 dicembre 1997).

EniChem SpA: nell'esercizio 1998 la società ha continuato il programma di ristrutturazione e razionalizzazione incorporando, con effetto dal 1° gennaio 1998, le società EniChem Società di Partecipazioni Srl, EniChem Compound Srl ed Elgaplast SpA.

La perdita operativa ammonta a 82 miliardi di lire, contro l'utile di 318 miliardi di lire conseguito nel 1998. Il peggioramento di 400 miliardi di lire è dovuto: (i) alla diminuzione dei volumi venduti per l'eccesso di offerta sul mercato europeo dovuto alla crisi dei mercati asiatici, e al conseguente spostamento di flussi di esportazione verso i mercati europei, nonché all'esaurimento del ciclo di ricostituzione delle scorte; (ii) alla flessione dei margini dei principali prodotti; (iii) alla svalutazione delle scorte per adeguarle al ridotto livello dei prezzi. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei costi fissi per le razionalizzazioni e dismissioni effettuate.

I ricavi della gestione caratteristica di 6.665 miliardi di lire registrano una diminuzione di 1.541 miliardi di lire, pari al 18,8%, riconducibile per 735 miliardi di lire al decremento dei prezzi unitari di vendita, per 550 miliardi di lire ai minori volumi, anche a seguito della riduzione delle produzioni per alcune fermate cicliche programmate di impianti strategici, e per i restanti 256 miliardi di lire alla minore attività di commercializzazione.

La perdita netta ammonta a 481 miliardi di lire, contro l'utile di 92 miliardi di lire conseguito nel 1997. Il peggioramento di 573 miliardi di lire è dovuto essenzialmente alla flessione del risultato operativo (400 miliardi di lire) e all'aumento degli oneri straordinari netti (231 miliardi di lire), riconducibili principalmente a ristrutturazioni industriali e a interventi di protezione ambientale e sicurezza, parzialmente compensati dall'incremento dei proventi finanziari netti (35 miliardi di lire).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali effettuati nell'esercizio, che ammontano a 553 miliardi di lire (321 miliardi di lire nel 1997), riguardano essenzialmente la realizzazione del nuovo impianto turbogas da 120 MW a Ravenna, il potenziamento della capacità produttiva dell'impianto di produzione di fenolo di Porto Torres da 105.000 a 180.000 tonnellate/anno, il completamento dei lavori di potenziamento dell'impianto MDI di Brindisi da 50.000 a 70.000 tonnellate/anno, l'acquisto di hardware e software nell'ambito del progetto "EniChem 2000" e il potenziamento dell'impianto meta-xilolo di Cagliari.

I dipendenti al 31 dicembre 1998 erano 13.041 (13.811 al 31 dicembre 1997). La riduzione degli organici è dovuta essenzialmente al ricorso alla mobilità (705 dipendenti) e alle risoluzioni del rapporto di lavoro (589 dipendenti), parzialmente compensata dalle assunzioni (355 dipendenti) e dalle incorporazioni (173 dipendenti).

Saipem SpA: la perdita operativa di 16 miliardi di lire registra un aumento di 29 miliardi di lire dovuto essenzialmente all'andamento negativo di alcune commesse nell'area costruzioni mare.

I ricavi della gestione caratteristica di 1.653 miliardi di lire registrano un decremento di 21 miliardi di lire, pari all'1,2%, dovuto alla riduzione dei ricavi registrati nell'area costruzioni terra, parzialmente compensata dall'incremento dell'attività nell'area perforazioni mare.

L'utile netto di 100 miliardi di lire registra un incremento di 2 miliardi di lire dovuto essenzialmente al miglioramento dei proventi finanziari netti (31 miliardi di lire) e della componente fiscale (11 miliardi di lire). Questi effetti sono stati parzialmente compensati dalla flessione del risultato operativo (29 miliardi di lire) e della componente straordinaria (11 miliardi di lire).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali effettuati nell'esercizio, che ammontano a 64 miliardi di lire (57 miliardi di lire nel 1997), riguardano in particolare attrezzature per l'area perforazione terra e attrezzature tecnologicamente avanzate per l'area costruzioni mare.

I dipendenti al 31 dicembre 1998 erano 3.979 (4.361 al 31 dicembre 1997).

Nell'esercizio la società ha acquisito ordini per 1.961 miliardi di lire (2.144 miliardi di lire nel 1997). Al 31 dicembre 1998 il portafoglio ordini residuo ammontava a 2.996 miliardi di lire (2.853 al 31 dicembre 1997).

Snamprogetti SpA: l'utile operativo di 51 miliardi di lire registra una flessione di 6 miliardi di lire.

I ricavi della gestione caratteristica di 2.597 miliardi di lire registrano un aumento di 548 miliardi di lire, pari a 27%, dovuto essenzialmente all'avanzamento dei lavori commissionati dalla Abu Dhabi National Oil Company per la realizzazione della raffineria di Ruwais e per il complesso di trattamento di gas naturale di Asab, alla realizzazione di impianti di gassificazione di residui di raffineria e cogenerazione a ciclo combinato in Sicilia e Sardegna nonché alla fornitura di servizi di ingegneria e materiali.

L'utile netto di 103 miliardi di lire registra un incremento di 17 miliardi di lire dovuto essenzialmente alla diminuzione delle imposte sul reddito (24 miliardi di lire), a seguito della rilevazione nell'esercizio 1997 di oneri relativi agli esercizi 1991 e 1992, e ai maggiori proventi su partecipazioni netti (20 miliardi di lire), parzialmente compensati dall'aumento degli oneri straordinari (17 miliardi di lire).

I dipendenti al 31 dicembre 1998 erano 2.791 (2.784 al 31 dicembre 1997).

Nell'esercizio la società ha acquisito ordini per 2.250 miliardi di lire (3.148 nel 1997). Al 31 dicembre 1998 il portafoglio ordini residuo ammontava a 4.182 miliardi di lire (4.826 al 31 dicembre 1997), con una riduzione del 15,4% dovuta alla debolezza del mercato indotta dal rallentamento dei programmi di investimento dei paesi produttori e delle società petrolifere.

Enifin SpA: l'utile netto di 1 miliardo di lire rimane invariato rispetto all'esercizio precedente. Il decremento dell'utile operativo, costituito dal saldo della gestione ordinaria, di 16 miliardi di lire è stato in parte compensato dal minore accantonamento al fondo rischi su crediti (14 miliardi di lire).

Il margine di interesse di 58 miliardi di lire diminuisce di 16 miliardi di lire per effetto essenzialmente della diminuzione degli impieghi medi e della riduzione dei tassi.

I dipendenti al 31 dicembre 1998 erano 82 (84 al 31 dicembre 1997).

Sofid SpA: nell'esercizio 1998, a seguito della conclusione dell'Offerta Pubblica di Acquisto residuale lanciata nel corso del mese di aprile, la società ha incorporato la Serfi SpA con effetto 1° gennaio 1998.

L'utile operativo, costituito dal saldo della gestione ordinaria, di 65 miliardi di lire registra un incremento di 46 miliardi di lire dovuto essenzialmente all'incremento dei dividendi su partecipazioni (29 miliardi di lire), al miglioramento del margine della gestione finanziaria (14 miliardi di lire) nonché ai maggiori ricavi per servizi (8 miliardi di lire).

L'utile netto di 81 miliardi di lire registra un incremento di 69 miliardi di lire dovuto essenzialmente all'aumento dell'utile operativo e all'utilizzo del fondo rischi finanziari generali (32 miliardi di lire), resosi esuberante per 30 miliardi di lire in relazione al nuovo ruolo assunto dalla Sofid quale società prevalentemente di servizi finanziari. Questi effetti sono stati in parte compensati dalle maggiori imposte sul reddito (5 miliardi di lire) e dai minori proventi straordinari (3 miliardi di lire).

I dipendenti al 31 dicembre 1998 erano 169 (147 al 31 dicembre 1997).

Eni International Holding BV: l'utile netto di 144 milioni di dollari USA registra un decremento di 75 milioni di dollari USA dovuto essenzialmente ai minori proventi su partecipazioni (87 milioni di dollari USA), parzialmente compensati dai minori oneri finanziari per differenze di cambio (12 milioni di dollari USA).

I dipendenti al 31 dicembre 1998 erano 8 (7 al 31 dicembre 1997).

Agip Exploration BV: la perdita netta della società, che controlla le imprese estere operanti nell'attività esplorativa del settore Esplorazione e Produzione, ammonta a 457 milioni di dollari USA registrando un peggioramento di 251 milioni di dollari USA dovuto essenzialmente alla maggiore attività di ricerca esplorativa, interamente ammortizzata nell'esercizio in cui viene sostenuta, svolta dalle controllate, in particolare dalle società Agip Petroleum BV, Agip Angola Exploration BV, Agip Algeria Exploration BV e Agip Caspian Sea BV.

I dipendenti al 31 dicembre 1998 erano 11 (10 al 31 dicembre 1997).

Agip International BV: la perdita netta ammonta a 41 milioni di dollari USA contro l'utile di 499 milioni di dollari USA conseguito nel 1997. Il peggioramento di 540 milioni di dollari USA deriva essenzialmente dagli effetti sui bilanci delle imprese partecipate della flessione dei prezzi del greggio (33% rispetto al 1997) e dalle svalutazioni di assets minerari effettuate dall'Agip Recherches Congo SA, dall'Agip UK Ltd e dall'Agip Gabon SA (complessivamente 344 milioni di dollari USA).

Nell'esercizio la società ha incorporato l'Agip Production BV, posseduta al 100% dall'Eni SpA, con effetto dal 1° luglio 1998. La fusione ha determinato un aumento del patrimonio netto di 505 milioni di dollari USA, pari al valore netto delle attività e passività dell'Agip Production BV al 30 giugno 1998.

I dipendenti al 31 dicembre 1998 erano 11 (8 al 31 dicembre 1997).

Enirisorse SpA: la perdita operativa di 115 miliardi di lire registra un incremento di 77 miliardi di lire per effetto, oltre che dei minori volumi di vendita, dei minori compensi di lavorazione riconosciuti dall'industria mineraria al settore metallurgico e dell'andamento negativo delle quotazioni dei principali metalli.

I ricavi della gestione caratteristica di 488 miliardi di lire diminuiscono di 178 miliardi di lire, pari al 27%, per effetto essenzialmente delle minori quantità vendute (15%), a seguito della fermata di impianti per manutenzioni straordinarie, nonché della flessione dei prezzi di mercato dei metalli (zinco 21%; piombo 14%).

La perdita netta di 784 miliardi di lire registra un incremento di 469 miliardi di lire dovuto ai maggiori oneri straordinari netti (455 miliardi di lire), riconducibili in particolare all'avanzamento del programma di dismissioni e liquidazioni e all'onere derivante dalla restituzione all'Eni della ricapitalizzazione effettuata nell'esercizio 1997, nonché al peggioramento del risultato operativo (77 miliardi di lire). Questi effetti negativi sono stati parzialmente compensati dai minori oneri netti su partecipazioni (51 miliardi di lire) e dai maggiori proventi finanziari netti (12 miliardi di lire).

I dipendenti al 31 dicembre 1998 erano 1.069 (1.063 al 31 dicembre 1997).

Ricerca scientifica e tecnologica

Nel 1998 i costi sostenuti per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 97 miliardi di lire (110 miliardi di lire nel 1997), di cui 69 riferiti alla Divisione Agip e 28 riferiti alla Corporate. Questi ultimi sono al netto di 36 miliardi di lire addebitati alle società controllate che hanno aderito alla Convenzione stipulata nel 1993 per il finanziamento della ricerca scientifica che opererà fino a esaurimento degli impegni assunti fino al 1997. Con decorrenza dal 1° gennaio 1998, l'Eni SpA ha istituito un nuovo programma di incentivazione della ricerca volto a sostenere progetti di ricerca strategici, ad alto rischio e ad alti ritorni potenziali, finalizzati a innovazioni tecnologiche radicali. Informazioni in ordine alle ricerche che hanno usufruito del contributo dell'Eni SpA sono riportate nella Relazione sulla gestione a corredo del bilancio consolidato.

Le ricerche della Divisione Agip hanno interessato in particolare l'acquisizione di dati sismici in tempo reale durante la fase di perforazione, l'applicazione di tecnologie a basso costo finalizzate all'incremento della produzione di campi maturi e la realizzazione di tecniche avanzate di perforazione in aree geologiche complesse che consentono una forte riduzione dei tempi e dei costi di perforazione, già utilizzate con successo nell'area della Val d'Agri.

Rapporti con parti correlate

Secondo quanto previsto dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa con le comunicazioni n. 97001574 del 20 febbraio 1997 e n. 98015375 del 27 febbraio 1998, si illustrano di seguito i principali rapporti con parti correlate.

Le operazioni compiute dall'Eni SpA con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate e collegate. Tali rapporti rientrano nella ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse della società.

Le imprese controllate e collegate dall'Eni SpA sono indicate negli elenchi allegati alla nota integrativa del bilancio consolidato.

Sono di seguito evidenziati gli ammontari più rilevanti dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le imprese controllate (i rapporti con le imprese collegate non sono significativi).

Rapporti commerciali e diversi

(miliardi di lire)

Denominazione	31.12.1998				1998					
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Costi			Ricavi		
					Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Agip Algeria Exploration BV	1		168						6	
Agip Caspian Sea BV	1		73						1	
Agip Karachaganak BV	2		975						8	1
AgipPetroli SpA	139	316			49	22		1.887	8	17
Agip Recherches Congo SA	11		4					1	50	
Agip Trading BV		273			4.015				5	
EniChem SpA	11	20	268	65		20		26	3	11
EniData SpA		27			4	59	6		1	1
Enirisorse SpA	153	93	231			1				2
Ieoc Production BV	25								52	
Padana Assicurazioni SpA	47					27				12
Saipem SpA	6	61			5	163	4	2	3	3
Serleasing SpA		6	39	318		4	11			
Snam SpA	456	58	416			31	9	2.774	838	22
Snamprogetti SpA	3	17	145			7			4	2
Altre	105	160	161		64	182	121	13	197	9
	960	**1.031**	**2.480**	**383**	**4.137**	**516**	**151**	**4.703**	**1.176**	**80**

Rapporti finanziari

(miliardi di lire)

Denominazione	31.12.1998			1998	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
AgipPetroli SpA	4		120		
EniChem SpA	5		236		2
Eni Coordination Center SA	725				
Enifin SpA	998	900		83	85
Enirisorse SpA			74		1
Snam SpA	124		586		13
Italgas SpA	43		181		3
Altre	52		268		13
	1.951	900	1.465	83	117

In particolare l'Eni SpA intrattiene con le proprie controllate rapporti di compravendita di petrolio e gas naturale e di acquisto di servizi e materiali relativi all'attività di ricerca e produzione petrolifera, quali la progettazione, la perforazione, la costruzione e montaggi di impianti di estrazione e trattamento idrocarburi, studi e ricerche di laboratorio. L'Eni SpA fornisce inoltre alle proprie controllate prestazioni specialistiche nel campo dell'upstream petrolifero, amministrativo, finanziario e legale.

L'Eni SpA coordina l'attività di commercializzazione del petrolio e dei condensati prodotti dalle imprese minerarie controllate. A tal fine acquista il petrolio e i condensati di produzione estera (195,6 milioni di barili) dall'Agip Trading BV - al prezzo della successiva vendita (corrispondente alle quotazioni di mercato o riferite alle stesse per i greggi non quotati) dedotto un compenso di 3 centesimi di dollari USA/barile - e provvede al loro collocamento sul mercato congiuntamente al petrolio e ai condensati nazionali di propria produzione. In particolare sono forniti alla controllata AgipPetroli SpA la quasi totalità del petrolio e condensati di produzione nazionale (38,2 milioni di barili nel 1998) nonché parte del petrolio e dei condensati di provenienza estera acquistata dall'Agip Trading BV (58,8 milioni di barili nel 1998). Le vendite sono effettuate sulla base di un contratto che prevede formule prezzo legate all'andamento dei greggi di riferimento quotati sui mercati internazionali.

La quasi totalità della disponibilità di gas naturale dell'Eni SpA è venduta alla controllata Snam SpA (17,76 miliardi di metri cubi nel 1998) in conformità ai contratti in essere. L'Eni SpA inoltre fornisce alla Snam SpA prestazioni per lo stoccaggio e la modulazione del gas naturale, il cui compenso contrattuale (826 miliardi di lire nel 1998) è basato su una formula correlata alla punta massima (volume giornaliero) di gas naturale erogabile alla fine della stagione invernale.

I rapporti finanziari sono intrattenuti essenzialmente con l'Enifin SpA - società posseduta interamente dall'Eni SpA che svolge attività finanziaria per conto delle società del Gruppo - con la quale è in essere una convenzione in base alla quale l'Enifin provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità dell'Eni SpA nonché alla copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse attraverso la stipula di contratti derivati. L'Eni SpA ha inoltre concesso finanziamenti a società controllate regolati alle condizioni di mercato corrispondenti a quelle della provvista.

Il credito nei confronti dell'Eni Coordination Center SA riguarda il deposito di 438,5 milioni di dollari USA (rivenienti dai dividendi incassati) finalizzato all'acquisto dall'Eni International Holding BV della partecipazione del 35,15% detenuta nell'Agip International BV.

Partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci e dal direttore generale nell'Eni SpA e nelle società controllate

Secondo quanto previsto dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa al capo II, sezione III, art. 33 della deliberazione 1° luglio 1998, n. 11520, si riportano nominativamente nella tabella seguente le partecipazioni nell'Eni SpA o nelle società controllate che risultano detenute dagli amministratori, dai sindaci e dal direttore generale nonché dai coniugi non legalmente separati e dai figli minori, direttamente o per il tramite di imprese controllate, di società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi amministratori, sindaci e dal direttore generale. Sono incluse tutte le persone che nel corso dell'esercizio 1998 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Cognome e Nome	Società partecipate	Numero azioni possedute al 31.12.1997	Numero azioni acquistate	Bonus Share (1)	Numero azioni gratuite assegnate	Numero azioni vendute	**Numero azioni possedute al 31.12.1998**
Consiglio di amministrazione:							
Moscato Guglielmo	Eni SpA	9.600	3.500	300	21.000		34.400
Bernabè Franco	Eni SpA	6.300	3.000	300	23.000		32.600
Mincato Vittorio	Eni SpA				16.000		16.000
Costi Renzo	Eni SpA	20.000		500		15.000	5.500
Uckmar Victor	Italgas SpA	10.000	8.000			8.000	10.000
	Eni SpA		1.000				1.000
	Saipem SpA		2.000				2.000
Collegio sindacale							
Monorchio Andrea	Eni SpA	2.000				2.000	0
Direttore generale							
Sgubini Luciano	Eni SpA	3.000	3.000	300	14.000		20.300

(1) L'offerta pubblica di vendita della terza tranche di azioni Eni SpA del giugno 1997 prevedeva l'impegno del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica ad attribuire gratuitamente fino a n. 300 azioni (n. 1 azione ogni 10 possedute) agli assegnatori che ne avessero conservato la titolarità per dodici mesi.

Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

Anno 2000

Secondo quanto previsto dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa con la comunicazione n. 98079574 del 9 ottobre 1998, si riportano di seguito le informazioni riguardanti le problematiche dell'anno 2000.

La Società ha avviato a partire dal 1997 specifiche iniziative progettuali sui sistemi (software, hardware e applicativi) di informatica gestionale (amministrativo, gestione risorse umane, approvvigionamenti, magazzino, etc.), tecnico-scientifica (applicativi specialistici upstream e banche dati) e di processo (controllo dei processi produttivi).

Per le singole iniziative progettuali sono stati predisposti piani formalizzati, articolati in tre fasi principali: (i) attività di comunicazione e censimento sistemi (conclusasi nel settembre 1998); (ii) individuazione e valutazione degli interventi (conclusasi nel marzo 1999); (iii) adeguamento sistemi e predisposizione piani di emergenza (l'attività, iniziata nel giugno 1998, si concluderà nell'ottobre 1999).

Le attività di adeguamento sistemi riguardano principalmente l'aggiornamento degli applicativi esistenti; in alcuni casi, in particolare nell'area di gestione delle risorse umane, sono previsti interventi di sostituzione degli applicativi stessi.

Il grado di preparazione alla problematica da parte di terzi con cui si intrattengono relazioni rilevanti (in particolare i fornitori) è stato accertato mediante specifici questionari ed esami a campione.

L'analisi dei rischi potenziali effettuata per l'informatica gestionale e tecnico-scientifica esclude l'emergere di problematiche rilevanti; l'analisi per l'informatica di processo è in corso. Nel 1999 saranno affrontate le tematiche riguardanti le coperture assicurative; è previsto comunque l'inserimento di clausole specifiche nei nuovi contratti di acquisto di beni e servizi.

I costi sostenuti al 31 dicembre 1998 ammontano a 8 miliardi di lire; la stima dei costi totali ammonta a circa 25 miliardi di lire. I costi sostenuti e da sostenere, non producendo incremento di valore dei sistemi, non vengono imputati all'attivo patrimoniale.

Azioni proprie e di società controllanti

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2 punti 3 e 4, del codice civile, si attesta che l'Eni SpA non possiede né ha acquistato o alienato azioni proprie nel corso dell'esercizio, anche per tramite di società fiduciarie o per interposta persona. In ottemperanza alla medesima disposizione, si evidenzia che la Società è controllata dal Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del codice civile, si attesta che al 30 giugno 1998 l'Eni SpA aveva le seguenti sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;

Gela (CL) - Strada Provinciale, 82.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

L'Eni SpA, con decorrenza 1° gennaio 1999, ha conferito alla controllata AgipPetroli SpA il ramo d'azienda relativo all'attività di acquisto e vendita di greggi e condensati nazionali ed esteri. Il conferimento, che unifica l'attività di supply & trading nel settore Raffinazione e Marketing, consente di: (i) migliorare la valorizzazione dei greggi di proprietà con la realizzazione di un presidio unitario sui mercati internazionali del greggio; (ii) incrementare l'efficienza dell'attività grazie anche alle competenze di raffinazione e di chartering; (iii) sviluppare le capacità professionali; (iv) ridurre i costi di struttura. Il conferimento ha comportato il trasferimento di 42 persone all'AgipPetroli SpA.

In data 12 marzo 1999, a parziale estinzione (80%) dei crediti per Irpeg relativi agli esercizi 1988 e 1989, sono stati emessi a favore dell'Eni SpA certificati di credito del Tesoro a tasso variabile godimento 1° gennaio 1995 e scadenti in un'unica soluzione il 1° gennaio 2003, per un valore nominale di 505 milioni di euro (pari a circa 979 miliardi di lire) con le cedole di interesse maturate per 165 milioni di euro (pari a circa 320 miliardi di lire).

Evoluzione prevedibile della gestione

L'andamento delle quotazioni del greggio nel 1998 ha evidenziato il carattere strutturale del calo dei prezzi. Nel primo trimestre 1999 le quotazioni hanno comunque mostrato segnali di ripresa rispetto ai minimi raggiunti nel mese di gennaio per la decisione dell'Opec di contenere la produzione petrolifera. In tale contesto, l'Eni SpA intende perseguire la sua politica di sviluppo attraverso la selezione sempre più rigorosa delle singole iniziative sul territorio. Nel quadriennio 1999 - 2002 sono previsti investimenti in Italia nell'attività di esplorazione e sviluppo per oltre 4.000 miliardi di lire.

L'attività esplorativa, nell'intento di minimizzare il rischio minerario, sarà focalizzata principalmente nei bacini che nel passato sono stati oggetto di significativi ritrovamenti. In particolare saranno esplorati temi profondi a olio e temi a media profondità a gas nella Valle Padana e continuerà nell'Appennino Meridionale l'attività di ricerca in zone limitrofe ai giacimenti della Val d'Agri per verificarne ulteriori estensioni.

L'attività di sviluppo sarà rivolta all'ottimizzazione del recupero di idrocarburi dai giacimenti in produzione con la perforazione di pozzi di "infittimento", con attività di manutenzione ai pozzi e con il potenziamento dei sistemi di compressione sia a mare sia a terra, soprattutto nei giacimenti di Villafortuna, Garibaldi/Agostino, Candela e Anemone. Sarà intensificata l'attività di sviluppo dei campi della Val d'Agri. Nel corso del 1999 saranno messe in produzione le nuove piattaforme di Anemone B e Barbara NW e continuerà l'attività per la messa a regime della produzione del campo di Bonaccia.

Proseguiranno, inoltre, le azioni di razionalizzazione della struttura organizzativa nell'ottica di ridurre i costi fissi.

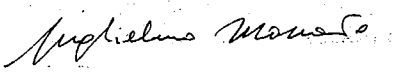
PROPOSTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI

Signori Azionisti,

Vi invitiamo:

- ad approvare il bilancio di esercizio della Vostra Società al 31 dicembre 1998, che chiude con l'utile di 2.126.318.084.566 lire;
- ad accantonare alla "Riserva legale" il 5% dell'utile, pari a 106.315.904.228 lire, ai sensi del disposto dell'art. 2430 del codice civile;
- ad attribuire l'utile residuo di 2.020.002.180.338 lire nonché parte della "Riserva disponibile" per 381.546.255.562 lire, e così per complessive 2.401.548.435.900 lire, come segue:
  - agli azionisti a titolo di dividendo in ragione di 300 lire per le n. 8.000.161.453 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire cadauna rappresentanti il capitale sociale, e così per complessive 2.400.048.435.900 lire; all'intero dividendo compete un credito di imposta ordinario nella misura del 58,73%;
  - alla "Riserva per emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile" 1.500.000.000 di lire;
- a mettere in pagamento il dividendo a partire dal 28 giugno 1999, con "stacco" fissato per il 21 giugno 1999.

p. il Consiglio di amministrazione



Il Presidente
Guglielmo Moscato

20 aprile 1999

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE SUL BILANCIO DELL'ENI SpA AL 31 DICEMBRE 1998 AI SENSI DELL'ART. 2429 DEL CODICE CIVILE

Signori Azionisti,

il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 1998 che il Consiglio di amministrazione ha approvato nella riunione del 20 aprile 1999 presenta le seguenti risultanze complessive:

		(miliardi di lire)
- Immobilizzazioni		
. immateriali	270	
. materiali	3.375	
. finanziarie	17.502	
		21.147
- Attivo circolante		6.681
- Ratei e risconti		104
Totale attivo		**27.932**
- Patrimonio netto		
. capitale e riserve	19.053	
. utile dell'esercizio	2.126	
		21.179
- Fondi per rischi e oneri		1.860
- Trattamento fine rapporto di lavoro		79
- Debiti		4.723
- Ratei e risconti		91
Totale passivo		**27.932**
- Garanzie prestate		
. fidejussioni		3.150
. altre garanzie personali		837
- Impegni		1.460
Totale garanzie e impegni		**5.447**

L'utile di esercizio trova conferma nel conto economico che si riassume nei dati appresso indicati:

	(miliardi di lire)
Valore della produzione	9.287
Costi della produzione	(8.657)
Proventi finanziari netti	2.428
Rettifiche di valore di attività finanziarie	(1.006)
Proventi straordinari netti	146
Risultato prima delle imposte	**2.198**
Imposte sul reddito	(72)
Utile dell'esercizio	**2.126**

Il bilancio, unitamente alla relazione sulla gestione, è stato trasmesso nei termini di legge al Collegio sindacale che, non ritenendo applicabili al bilancio appena conclusosi le norme di cui agli articoli 148-154 del D.Lgs. n. 58/98, ha provveduto all'esame dello stesso ai fini della redazione della relazione di cui all'articolo 2429 del codice civile tenendo presenti i principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

La nota integrativa, redatta conformemente a quanto richiesto dall'art. 2427 del codice civile, espone in termini chiari i criteri di valutazione, immutati rispetto al precedente esercizio, e i principi di redazione del bilancio.

Il Consiglio di amministrazione nella relazione sulla gestione al bilancio di esercizio ha fornito ampie informazioni sull'andamento della Società nel suo complesso e nei diversi settori di attività in cui essa ha operato.

Il Collegio sindacale, nel richiamarsi alle notizie contenute nei predetti documenti, ritiene di dover in particolare sottolineare che:

- la struttura e il contenuto dello stato patrimoniale e del conto economico sono quelli prescritti dagli artt. 2423-ter, 2424 e 2425 del codice civile;
- non risultano deroghe ai principi di redazione del bilancio di cui all'art. 2423-bis del codice civile e sono stati rispettati i criteri di valutazione di cui all'art. 2426 del codice civile;
- in relazione alle indicazioni del documento redatto dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, nella nota integrativa è stato evidenziato l'ammontare delle imposte differite attive, al netto degli effetti delle imposte differite passive;
- non sono stati sostenuti costi di impianto e ampliamento né costi di pubblicità aventi utilità pluriennale. I costi di ricerca esplorativa sono imputati al conto "costi di ricerca e sviluppo", per rappresentarne la natura di investimento, e sono ammortizzati interamente nell'esercizio;
- le immobilizzazioni consistenti in partecipazioni in imprese controllate e collegate sono iscritte al costo di acquisto, rettificato ai sensi del punto 3 del primo comma dell'art. 2426 del codice civile, per perdite durevoli di valore determinate apprezzando prudenzialmente i piani pluriennali delle imprese stesse, ove conosciuti, e facendo riferimento, rispettivamente, per le imprese consolidate, al patrimonio netto risultante dal bilancio consolidato al 31 dicembre 1998 e, per le altre imprese, all'ultimo bilancio conosciuto;
- i dividendi sono iscritti nell'esercizio in cui sono deliberati;
- sono state fornite le informazioni richieste dal decreto legislativo 58/98 sulle attività programmate per la soluzione del "problema anno 2000" ed il Collegio ha preso atto che gli amministratori hanno avviato già dal 1997 l'attività di monitoraggio e di adeguamento dei diversi programmi interessati alla problematica; che è in atto l'analisi della informatica di processo; che nel corso del 1999 verranno effettuati i test di modifica dei diversi sistemi e che gli stessi amministratori dichiarano di escludere l'emergere di problematiche rilevanti nella soluzione del "problema";
- sono state fornite informazioni in relazione alla introduzione della moneta unica europea, sia in termini di risultanze economiche delle operazioni di conversione delle valute dei paesi aderenti all'Unione Economica Monetaria, sia in termini di avvio delle attività di monitoraggio e di adeguamento dei diversi programmi interessati alla adozione dell'euro quale moneta di conto.

Con riferimento alle comunicazioni CONSOB del 20 febbraio 1997 e del 2 marzo 1998, quest'ultima contenente il rinvio al documento I.A.S. 24, il Collegio si richiama alle esaurienti informazioni fornite dagli amministratori nella relazione sulla gestione in merito ai rapporti intrattenuti, nello svolgimento delle proprie attività, con imprese controllate e collegate e dà atto che nelle riunioni del Consiglio di amministrazione dell'Eni SpA non sono emersi profili di conflitto di interessi.

In relazione al sistema di controllo interno, che è stato profondamente modificato nel corso dell'esercizio con la concentrazione in una unica struttura delle funzioni di Internal Audit dell'Eni e delle principali caposettore, il Collegio lo ritiene, nel complesso, adeguato ed efficace, anche per effetto della predisposizione e avvio di un programma di formazione di elevato livello per la qualificazione dei componenti della funzione che, per poterla svolgere, devono conseguire il titolo di "Certified Internal Auditor" rilasciato dall'International Institute of Internal Auditors. Il Collegio auspica un ulteriore rafforzamento della struttura alla luce delle nuove incombenze derivanti dal decreto legislativo n. 58 del 1998.

In merito al disposto dell'art. 2408 del codice civile, il Collegio segnala che nel corso dell'esercizio sono pervenute tre denunce, di cui due da parte dello stesso azionista, per fatti non riconducibili all'Eni SpA, ma a sue controllate dirette e indirette. Il Collegio ha esaminato le questioni proposte e ha provveduto a informare i competenti organi statutari delle società direttamente controllate.

Il Collegio si è incontrato con la società Arthur Andersen SpA, incaricata di certificare il bilancio di esercizio e consolidato, e da tali incontri non sono emersi elementi di criticità.

Il Collegio prende atto che la Arthur Andersen SpA ha depositato la relazione di certificazione redatta ai sensi dell'art. 4 del D.P.R. 136/75 e successive modificazioni, dalla quale non emergono rilievi.

Il Collegio segnala che nel corso del 1998 l'Eni ha conferito alla Società di revisione, in aggiunta alla revisione e certificazione dei bilanci di esercizio e consolidato, annuale e semestrale, gli incarichi di revisione per la predisposizione del bilancio consolidato 1997 redatto secondo gli U.S. GAAP (530 milioni di lire); di controllo dei contratti per la fornitura di servizi stipulati dalla Divisione Agip con le società controllate estere (99 milioni di lire); di analisi dei rapporti tra la Divisione Agip e la Snam per la fornitura di gas naturale e servizio di modulazione della portata di erogazione (50 milioni di lire); di attività connesse al collocamento della quarta tranche di azioni Eni (375 milioni di lire).

Il Collegio sindacale durante l'anno ha svolto le proprie attività di verifica nonché quelle previste dall'art. 2403 del codice civile per un totale di 16 riunioni ed ha partecipato a tutte le 15 riunioni del Consiglio di amministrazione.

Nel dare atto della regolare tenuta dei libri obbligatori, della concordanza delle risultanze di bilancio con le scritture contabili e della adeguatezza ed efficacia del sistema amministrativo-contabile, esprime parere favorevole all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 1998 redatto dal Consiglio di amministrazione ed alla distribuzione di dividendi così come dallo stesso propostaVi.

Signori Azionisti,

Vi rammentiamo che a norma del 4 comma dell'articolo 208 del decreto legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998, il Collegio sindacale viene a scadere in quanto nominato prima della entrata in vigore del richiamato decreto. Vi invitiamo, pertanto, a voler procedere alla nomina del Collegio sindacale dell'Eni SpA per il prossimo triennio e, comunque, sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2001.

Roma 26 aprile 1999

Il Collegio sindacale

Dott. Andrea Monorchio - Presidente

Dott. Filippo Duodo - Sindaco effettivo

Dott. Aldo Sanchini - Sindaco effettivo

Prof. Mario Sica - Sindaco effettivo

Prof. Gianfranco Zanda - Sindaco effettivo

RELAZIONE DI CERTIFICAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE

ARTHUR ANDERSEN

Arthur Andersen S.p.A.

Via Campania 47
00187 Roma

RELAZIONE DI CERTIFICAZIONE

AI SENSI DELL'ART. 4 DEL DPR 31 MARZO 1975, n. 136

Agli Azionisti
dell'ENI S.p.A.

1. Abbiamo assoggettato a revisione contabile il bilancio d'esercizio dell'ENI S.p.A. chiuso al 31 dicembre 1998. Abbiamo inoltre controllato la concordanza della relazione sulla gestione con il bilancio.

2. Il nostro esame è stato svolto secondo i principi ed i criteri per il controllo contabile raccomandati dalla CONSOB ed effettuando i controlli che abbiamo ritenuto necessari per le finalità dell'incarico conferitoci.

   Il nostro giudizio espresso in questa relazione è basato anche sulla revisione svolta da altri revisori sulle partecipazioni esposte nel bilancio d'esercizio e che rappresentano il 4% del totale dell'attivo; nel bilancio consolidato tali partecipazioni rappresentano il 13% dell'attivo e l'11% dei ricavi consolidati, al netto delle accise.

   Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi secondo quanto richiesto dalla legge, si fa riferimento alla relazione di certificazione da noi emessa in data 22 aprile 1998.

3. A nostro giudizio, il sopramenzionato bilancio nel suo complesso è stato redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria ed il risultato economico della Società, in conformità alle norme che disciplinano il bilancio d'esercizio. Pertanto, rilasciamo certificazione al bilancio dell'ENI S.p.A. al 31 dicembre 1998.

4. La nota integrativa fornisce le informazioni riguardanti gli effetti sul bilancio d'esercizio delle appostazioni effettuate per ottenere benefici fiscali.

5. La Società detiene partecipazioni di controllo iscritte in bilancio al costo, rivalutato in conformità a norme di legge, e, pertanto, è stato redatto il bilancio consolidato di Gruppo. Tale bilancio fornisce un'adeguata informativa complementare sulla situazione patrimoniale - finanziaria ed economica della Società e del Gruppo.

   Il bilancio consolidato del Gruppo è stato oggetto di esame da parte nostra ed abbiamo rilasciato la relativa relazione di certificazione in data odierna.

ARTHUR ANDERSEN S.p.A.

Ugo Marinelli - Socio

Roma, 21 aprile 1999

Sede Legale: Via della Moscova 3 20121 Milano
Reg Imp 297992 R.E.A. 960046
Cod Fisc 02466670581 Part Iva 09869140153
Capitale Sociale Lire 3.000.000.000 int. versato

Milano Roma Torino Treviso Genova Bologna
Napoli Verona Firenze Parma Brescia Padova Bari

DELIBERAZIONI DELL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI

L'assemblea ordinaria degli azionisti, tenutasi il 3-4 giugno 1999, ha deliberato:

- di approvare il bilancio di esercizio della Vostra Società al 31 dicembre 1998, che chiude con l'utile di 2.126.318.084.566 lire;
- di accantonare alla "Riserva legale" il 5% dell'utile, pari a 106.315.904.228 lire, ai sensi del disposto dell'art. 2430 del codice civile;
- di attribuire l'utile residuo di 2.020.002.180.338 lire nonché parte della "Riserva disponibile" per 381.546.255.562 lire, e così per complessive 2.401.548.435.900 lire, come segue:
  - agli azionisti a titolo di dividendo in ragione di 300 lire per le n. 8.000.161.453 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire cadauna rappresentanti il capitale sociale, e così per complessive 2.400.048.435.900 lire; all'intero dividendo compete un credito di imposta ordinario nella misura del 58,73%;
  - alla "Riserva per emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile" 1.500.000.000 di lire;
- di mettere in pagamento il dividendo a partire dal 28 giugno 1999, con "stacco" fissato per il 21 giugno 1999.

PAGINA BIANCA

BILANCIO D'ESERCIZIO

STATO PATRIMONIALE

(in €) 31.12.1998			31.12.1997	(in lire) 31.12.1998
	ATTIVO:			
	Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			
	Immobilizzazioni:			
	Immobilizzazioni immateriali:	*(nota n. 1)*		
	- costi di ricerca e di sviluppo			
24.103.801	- diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		37.788.426.442	46.671.467.674
94.142.283	- concessioni, licenze, marchi e diritti simili		179.892.877.267	182.284.878.213
11.161.331	- immobilizzazioni in corso e acconti		44.209.337.740	21.611.349.636
10.091.636	- altre		22.946.884.583	19.540.131.447
139.499.051	***Totale***		**284.837.526.032**	**270.107.826.970**
	Immobilizzazioni materiali:	*(nota n. 2)*		
66.484.701	- terreni e fabbricati		143.427.255.330	128.732.332.246
996.792.869	- impianti e macchinario		3.032.946.712.422	1.930.060.127.646
2.063.139	- attrezzature industriali e commerciali		7.032.683.736	3.994.794.662
13.752.147	- altri beni		38.718.947.863	26.627.870.173
664.146.965	- immobilizzazioni in corso e acconti		1.182.738.294.402	1.285.967.842.589
1.743.239.821	***Totale***		**4.404.863.893.753**	**3.375.382.967.316**
	Immobilizzazioni finanziarie:	*(nota n. 3)*		
	- partecipazioni in:			
8.583.783.610	*. imprese controllate*		*17.749.181.017.523*	*16.620.522.691.102*
130.058.947	*. imprese collegate*		*321.665.362.369*	*251.829.237.969*
3.323.724	*. altre imprese*		*6.478.964.809*	*6.435.627.771*
	- crediti:			
	. verso imprese controllate:			
298.463.047	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*652.756.412.524*	*577.905.043.364*
21.718.442	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*58.687.529.021*	*42.052.767.689*
	. verso imprese collegate:			
77.193	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*292.060.000*	*149.468.000*
73.644	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*142.594.000*	*142.594.000*
	. verso altri:			
454.170	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*3.022.535.906*	*879.396.000*
1.123.657	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*3.717.184.000*	*2.175.703.906*
9.039.076.434	***Totale***		**18.795.943.660.152**	**17.502.092.527.801**
10.921.815.306	**Totale Immobilizzazioni**		**23.485.645.079.937**	**21.147.583.322.087**

(in €)				(in lire)
31.12.1998			31.12.1997	**31.12.1998**
	Attivo circolante:			
	Rimanenze:	*(nota n. 4)*		
95.356.429	- materie prime, sussidiarie e di consumo		198.542.125.186	184.635.793.065
997.397	- lavori in corso su ordinazione		7.753.329.596	1.931.229.023
128.876.012	- prodotti finiti		309.991.492.774	249.538.756.197
225.229.838	***Totale***		**516.286.947.556**	**436.105.778.285**
	Crediti:	*(nota n. 5)*		
	- verso clienti:			
147.124.959	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*452.196.762.998*	*284.873.644.414*
	.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1.996.978.900*	
	- verso imprese controllate:			
	. finanziari:			
	.. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.150.000.000.000*	
	. altri:			
482.326.632	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*919.796.929.144*	*933.914.587.303*
3.150	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*6.100.000*	*6.100.000*
	- verso imprese collegate:			
13.717.688	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*26.442.826.205*	*26.561.148.217*
	- verso controllanti:			
674.992	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*2.342.350.954*	*1.306.967.070*
	- verso altri:			
910.955.725	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*571.621.546.264*	*1.763.856.241.454*
855.383.057	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*2.581.318.792.867*	*1.656.252.552.348*
2.410.186.203	***Totale***		**5.705.722.287.332**	**4.666.771.240.806**
	Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	*(nota n. 6)*		
154.964.442	- altri titoli		721.378.000.000	300.053.000.000
154.964.442	***Totale***		**721.378.000.000**	**300.053.000.000**
	Disponibilità liquide:	*(nota n. 7)*		
660.015.368	- depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo		1.980.184.423	1.277.967.955.658
225.742	- danaro e valori in cassa		779.199.663	437.097.910
660.241.110	***Totale***		**2.759.384.086**	**1.278.405.053.568**
3.450.621.593	**Totale attivo circolante**		**6.946.146.618.974**	**6.681.335.072.659**
53.481.636	**Ratei e risconti**	*(nota n. 8)*	116.055.498.987	103.554.887.459
14.425.918.535	**TOTALE ATTIVO**		**30.547.847.197.898**	**27.932.473.282.205**

(in €)				(in lire)
31.12.1998			31.12.1997	**31.12.1998**
	PASSIVO:			
	Patrimonio netto:	*(nota n. 9)*		
4.131.738.576	Capitale		7.999.205.453.000	8.000.161.453.000
223.338.519	Riserva legale		231.341.234.796	432.443.674.122
	Altre riserve:			
3.825.998.040	*- riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/93*		*7.408.165.225.248*	*7.408.165.225.248*
1.461.577.812	*- riserva disponibile*		*1.250.562.398.862*	*2.830.009.269.211*
84.086.675	*- fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/67*		*162.814.506.337*	*162.814.506.337*
32.420.287	*- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. 917/86*		*62.774.429.137*	*62.774.429.137*
32.436.179	*- conferimenti legge 41/86*		*45.177.050.000*	*62.805.200.000*
20.083.016	*- conferimenti legge 730/83*		*38.886.140.855*	*38.886.140.855*
19.181.207	*- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 169/83*		*37.139.995.240*	*37.139.995.240*
8.864.466	*- conferimenti legge 749/85*		*17.164.000.000*	*17.164.000.000*
384.244	*- riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile*			*744.000.000*
66.272	*- riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93*		*6.837.461*	*128.319.924*
1.098.151.644	Utile dell'esercizio		4.022.048.786.515	2.126.318.084.566
10.938.326.937	**Totale**		**21.275.286.057.451**	**21.179.554.297.640**
	Fondi per rischi e oneri:	*(nota n. 10)*		
35.609.628	per imposte		68.949.854.293	68.949.854.293
924.827.129	altri		1.478.393.186.113	1.790.715.026.026
960.436.757	**Totale**		**1.547.343.040.406**	**1.859.664.880.319**
41.071.939	**Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato**	*(nota n. 11)*	**105.519.362.750**	**79.526.363.932**

(in €)				(in lire)
31.12.1998			31.12.1997	**31.12.1998**
	Debiti:	*(nota n. 12)*		
	- obbligazioni:			
5.034.645	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*9.748.433.000*	*9.748.433.000*
521.734.178	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*1.019.966.670.000*	*1.010.218.237.000*
	- debiti verso banche:			
196.028.525	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*1.487.135.980.159*	*379.564.151.305*
230.360.402	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*816.345.174.738*	*446.039.935.637*
	- debiti verso altri finanziatori:			
23.787.766	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*42.216.435.453*	*46.059.536.941*
	- acconti:			
11.676.033	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*36.923.516.554*	*22.607.952.833*
	- debiti verso fornitori:			
217.094.846	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*462.878.220.307*	*420.354.236.710*
479.171	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*			*927.804.185*
	- debiti verso imprese controllate:			
663.976.122	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*1.713.658.207.942*	*1.285.637.046.394*
310.399.320	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*1.300.477.256.016*	*601.016.892.018*
	- debiti verso imprese collegate:			
18.165.147	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*91.345.309.426*	*35.172.629.042*
	- debiti tributari:			
193.840.701	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*445.775.006.510*	*375.327.934.541*
	- debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:			
19.297.949	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*38.481.446.422*	*37.366.038.620*
	- altri debiti:			
27.222.329	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*59.610.164.092*	*52.709.778.441*
2.439.097.134	**Totale**		**7.524.561.820.619**	**4.722.750.606.667**
46.985.768	**Ratei e risconti**	*(nota n. 13)*	95.136.916.672	90.977.133.647
14.425.918.535	**TOTALE PASSIVO**		**30.547.847.197.898**	**27.932.473.282.205**

(in €)				(in lire)
31.12.1998			31.12.1997	**31.12.1998**
	GARANZIE:	*(nota n. 14)*		
	Fidejussioni prestate nell'interesse:			
1.601.790.343	. di imprese controllate		3.282.536.112.838	3.101.498.586.731
21.495.187	. di imprese collegate		49.906.712.702	41.620.486.100
3.624.212	. di altri		4.289.211.478	7.017.453.533
1.626.909.742	**Totale**		**3.336.732.037.018**	**3.150.136.526.364**
	Altre garanzie personali prestate nell'interesse:			
17.688.649	. di imprese controllate		60.000.000.000	34.250.000.000
326.944.377	. proprio per crediti ceduti		637.875.476.000	633.052.590.000
87.468.730	. proprio per crediti acquistati		158.170.000.000	169.363.077.000
2.059.011.498	**TOTALE GARANZIE**		**4.192.777.513.018**	**3.986.802.193.364**
	ALTRI CONTI D'ORDINE:	*(nota n. 15)*		
	Impegni:			
164.287.438	- locazioni finanziarie		328.394.608.466	318.104.838.000
	- contratti derivati di copertura			
361.519.830	. su interessi		700.000.000.000	700.000.000.000
1.646.412	. di acquisto valuta		9.563.695.977	3.187.898.659
1.646.412	. di vendita valuta		9.563.695.977	3.187.898.659
	- vendite beni di investimento		148.771.080.000	
5.164.569	- acquisto beni di investimento			10.000.000.000
219.680.107	- altri impegni		232.522.500.000	425.360.000.000
753.944.768	**TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE**		**1.428.815.580.420**	**1.459.840.635.318**

CONTO ECONOMICO

(in €) 1998			1997	(in lire) 1998
	Valore della produzione:	*(nota n. 16)*		
4.621.325.324	- ricavi delle vendite e delle prestazioni		11.671.069.392.720	8.948.133.584.223
(31.221.233)	- variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		17.741.104.268	(60.452.736.577)
(3.006.864)	- variazioni dei lavori in corso su ordinazione		110.947.445	(5.822.100.573)
129.416.981	- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		260.048.175.761	250.586.218.259
	- altri ricavi e proventi:			
6.682.709	*. contributi in conto esercizio*		*4.363.438.244*	*12.939.528.980*
73.052.611	*. altri*		*185.969.617.150*	*141.449.579.344*
4.796.249.528	**Totale**		**12.139.302.675.588**	**9.286.834.073.656**
	Costi della produzione:	*(nota n. 17)*		
(2.210.952.216)	- per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		(6.241.741.586.548)	(4.281.000.447.001)
(433.843.122)	- per servizi		(813.277.824.170)	(840.037.422.348)
(201.587.750)	- per godimento di beni di terzi		(390.465.702.619)	(390.328.312.178)
	- per il personale:			
(229.735.473)	*. salari e stipendi*		*(442.247.349.464)*	*(444.829.904.769)*
(69.264.890)	*. oneri sociali*		*(145.090.387.587)*	*(134.115.529.018)*
(15.893.882)	*. trattamento di fine rapporto*		*(29.685.109.132)*	*(30.774.847.777)*
(224.010)	*. altri costi*		*(16.315.105.188)*	*(433.743.972)*
	- ammortamenti e svalutazioni:			
(215.649.963)	*. ammortamento delle immobilizzazioni immateriali*		*(405.483.776.132)*	*(417.556.553.069)*
(873.437.283)	*. ammortamento delle immobilizzazioni materiali*		*(1.711.247.813.516)*	*(1.691.210.408.265)*
(70.766.474)	*. altre svalutazioni delle immobilizzazioni*			*(137.023.000.000)*
(19.802.693)	*. svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide*		*(12.510.804.575)*	*(38.343.360.497)*
(7.182.021)	- variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo		55.631.477.736	(13.906.332.121)
	- accantonamenti per rischi		(6.000.000.000)	
(92.684.764)	- altri accantonamenti		(737.125.997.768)	(179.462.728.210)
(29.922.065)	- oneri diversi di gestione		(106.084.804.591)	(57.937.195.949)
(4.470.946.606)	**Totale**		**(11.001.644.783.554)**	**(8.656.959.785.237)**
325.302.922	**Differenza tra valore e costi della produzione**		**1.137.657.892.034**	**629.874.288.419**

(in €) 1998			1997	(in lire) 1998
	Proventi e oneri finanziari:	*(nota n. 18)*		
	- proventi da partecipazioni:			
1.529.919.097	*.. da imprese controllate*		*4.382.450.951.936*	*2.962.336.450.267*
	.. da imprese collegate		*21.312.000.000*	
2.432.408	*.. da altri*		*124.337.917.354*	*4.709.798.699*
	- altri proventi finanziari:			
	. da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:			
25.324.049	*.. da imprese controllate*		*72.268.000.233*	*49.034.196.209*
10.131	*.. da imprese collegate*		*70.905.635*	*19.616.329*
563.200	*.. do altri*		*1.112.975.172*	*1.090.508.086*
33.962.873	*. da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni*		*68.531.097.640*	*65.761.291.975*
	. proventi diversi dai precedenti:			
34.653.515	*.. da imprese controllate*		*32.515.900.311*	*67.098.562.385*
	.. da imprese collegate		*24.655.141*	
1.172.989	*.. da controllanti*		*3.699.197.048*	*2.271.222.578*
122.211.919	*.. da altri*		*290.698.226.672*	*236.635.273.276*
	- interessi e altri oneri finanziari:			
(345.235.364)	*.. verso imprese controllate*		*(491.759.279.405)*	*(668.468.879.112)*
	.. verso imprese controllanti		*(6.394.903.131)*	
(151.185.495)	*.. verso altri*		*(401.727.103.855)*	*(292.735.939.307)*
1.253.829.322	**Totale**		**4.097.140.540.751**	**2.427.752.101.385**
	Rettifiche di valore di attività finanziarie:	*(nota n. 19)*		
	- rivalutazioni:			
	. di partecipazioni		*26.642.265*	
9.812.681	*. di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni*			*19.000.000.000*
	- svalutazioni:			
(529.472.471)	*. di partecipazioni*		*(446.045.990.849)*	*(1.025.201.660.502)*
(519.659.790)	**Totale delle rettifiche**		**(446.019.348.584)**	**(1.006.201.660.502)**
	Proventi e oneri straordinari:			
86.973.098	- proventi	*(nota n. 20)*	54.320.337	168.403.399.818
(11.245.239)	- oneri		(4.194.340.383)	(21.773.818.653)
75.727.859	**Totale delle partite straordinarie**		**(4.140.020.046)**	**146.629.581.165**
1.135.200.313	**Risultato prima delle imposte**		**4.784.639.064.155**	**2.198.054.310.467**
(37.048.669)	- imposte sul reddito dell'esercizio	*(nota n. 21)*	(762.590.277.640)	(71.736.225.901)
1.098.151.644	**Utile dell'esercizio**		**4.022.048.786.515**	**2.126.318.084.566**

NOTA INTEGRATIVA

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di €) 1998		1997	(miliardi di lire) 1998
1.098	Utile dell'esercizio	4.022	2.126
406	Appendice fiscale	855	787
670	Ammortamenti	1.232	1.297
631	Svalutazioni (rivalutazioni)	469	1.221
160	Variazioni fondi per rischi e oneri	858	310
(13)	Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(33)	(26)
4	Minusvalenze da radiazione, eliminazione ed estinzione	28	7
(1)	Minusvalenze (plusvalenze) e perdite (recuperi) su crediti per disinvestimenti	(197)	(2)
(1.521)	Dividendi	(4.328)	(2.946)
(142)	Interessi attivi	(302)	(274)
118	Interessi passivi	388	229
2	Differenze di cambio non realizzate	(3)	3
(76)	Oneri (proventi) straordinari	4	(147)
37	Imposte sul reddito	763	72
	Dividendo Agip SpA a valere sull'utile 1996	(1.875)	
1.373	*Risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio*	1.881	2.657
	Variazioni:		
30	- rimanenze	(81)	59
(110)	- crediti di imposta	799	(213)
260	- crediti commerciali e diversi	344	503
(10)	- ratei e risconti attivi	(5)	(19)
(191)	- debiti commerciali e diversi	(2)	(370)
(2)	- ratei e risconti passivi	5	(4)
1.350	*Flusso di cassa del risultato operativo*	2.941	2.613
1.429	Dividendi incassati	4.308	2.766
131	Interessi incassati	212	253
(118)	Interessi pagati	(390)	(229)
(1)	Oneri straordinari pagati	(12)	(2)
(54)	Imposte sul reddito pagate	(915)	(105)
2.737	**Flusso di cassa netto da attività di esercizio**	**6.144**	**5.296**

(milioni di €)			(miliardi di lire)
1998		1997	**1998**
	Investimenti:		
(208)	- immobilizzazioni immateriali	(473)	(403)
(421)	- immobilizzazioni materiali	(1.002)	(816)
(341)	- partecipazioni	(1.822)	(661)
(471)	- crediti finanziari		(912)
(41)	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	129	(80)
(1.482)	*Flusso di cassa degli investimenti*	(3.168)	(2.872)
	Disinvestimenti:		
10	- immobilizzazioni materiali	8	20
461	- partecipazioni	630	892
217	- titoli		421
1.242	- crediti finanziari	134	2.404
1.930	*Flusso di cassa dei disinvestimenti*	772	3.737
448	**Flusso di cassa netto da attività di investimento**	(2.396)	**865**
2	Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	901	4
(389)	Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(412)	(753)
(988)	Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(2.313)	(1.914)
9	Conferimenti dello Stato	(5)	18
(1.157)	Dividendi pagati	(1.920)	(2.240)
(2.523)	**Flusso di cassa netto da attività di finanziamento**	**(3.749)**	**(4.385)**
662	**Flusso di cassa netto del periodo**	**(1)**	**1.276**
2	**Disponibilità liquide a inizio del periodo**	**4**	**3**
664	**Disponibilità liquide a fine periodo**	**3**	**1.279**

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio al 31 dicembre 1998 è stato redatto secondo le disposizioni del codice civile, integrate dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri e, ove mancanti, da quelli emanati dall'International Accounting Standard Committee (I.A.S.C.)[1]. Ove non previsti dai principi indicati, sono stati adottati i criteri specifici dell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi applicati a livello internazionale.

Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espressi in miliardi di lire; gli schemi di stato patrimoniale, conto economico e rendiconto finanziario riportano anche i valori 1998 espressi in euro. In applicazione del D.Lgs. 127/91 è stato redatto il bilancio consolidato di Gruppo. La Relazione sulla gestione illustra le componenti e le variazioni intervenute nelle voci più rilevanti.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio di esercizio sono riportati nei punti seguenti.

Immobilizzazioni

Immobilizzazioni immateriali
Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione.

I costi relativi all'attività di ricerca esplorativa (acquisizione dei permessi di ricerca, prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, etc.) sono imputati all'attivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo", per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio.

I costi relativi all'acquisto di concessioni minerarie sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto a partire dall'entrata in produzione del giacimento perché la loro vita utile è strettamente correlata con la disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Con tale metodo, i beni sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate di idrocarburi esistenti alla fine dell'esercizio incrementate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Le riserve sono determinate con riferimento a ciascun campo o a un'area comprendente più campi con caratteristiche economico-contrattuali simili. Per tali beni, al fine di conseguire benefici fiscali, sono stanziati ulteriori ammortamenti, in relazione alla durata della concessione, iscritti a rettifica delle immobilizzazioni immateriali.

I costi connessi alle licenze d'uso e a migliorie non economicamente separabili su beni condotti in locazione sono ammortizzati in quote costanti nel periodo di durata delle licenze e delle locazioni, non superiore comunque a cinque anni. Le altre immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione e comunque per un periodo non superiore a cinque anni.

Le immobilizzazioni immateriali sono svalutate quando il loro valore risulti durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le immobilizzazioni immateriali, con esclusione dei costi di impianto e di ampliamento, sono rivalutate nei limiti del costo originario tenendo conto degli ammortamenti che sarebbero stati stanziati qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Immobilizzazioni materiali
Le immobilizzazioni materiali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri finanziari connessi a finanziamenti di scopo relativi al periodo di realizzazione del bene.

Il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono od obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarlo, anche se solo in parte, al mutato potere di acquisto della lira nonché, limitatamente all'esercizio 1997, per l'allocazione di parte del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA.

I costi sostenuti per l'attività di sviluppo di idrocarburi (perforazione di pozzi di sviluppo e loro completamento per la produzione, costruzione e installazione degli impianti necessari all'attività di produzione, etc.) sono ammortizzati, prevalentemente, con il metodo dell'unità di prodotto perché la loro vita utile è strettamente legata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili.

Le altre immobilizzazioni materiali sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione dei beni determinata sulla base delle aliquote ordinarie previste dal Ministero delle finanze.

(1) Salvo l'iscrizione delle imposte differite attive che vengono indicate alla nota n. 9.

	Percentuale annua per i beni acquistati fino al 1988	Percentuale annua per i beni acquistati dal 1989
Terreni e fabbricati	da 5 a 10	da 5 a 10
Impianti e macchinario	da 8 a 25	da 7,5 a 22,5
Altri pozzi e impianti di sfruttamento	15	da 7,5 a 15
Attrezzature industriali e commerciali	da 7,5 a 35	da 7,5 a 35
Altri beni	da 12 a 20	da 12 a 25

I beni condotti in locazione finanziaria sono iscritti all'attivo patrimoniale nell'esercizio in cui è esercitato il diritto di riscatto. Nel periodo di locazione l'impegno a effettuare i pagamenti dei canoni residui nonché del valore di riscatto (se previsto) è iscritto negli "Altri conti d'ordine" in calce allo schema di "Stato patrimoniale".

Al fine di conseguire benefici fiscali, in aggiunta agli ammortamenti economico-tecnici vengono stanziati ulteriori ammortamenti nel limite massimo delle aliquote ordinarie e anticipate previste dalla normativa fiscale iscritti a rettifica delle immobilizzazioni materiali.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa sono imputati all'attivo patrimoniale. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le svalutazioni sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

Partecipazioni

Le partecipazioni sono iscritte al costo, incrementato delle rivalutazioni per conguaglio monetario, per l'applicazione di leggi specifiche (legge 292/1993 sulla determinazione in via definitiva del patrimonio netto degli enti trasformati in società per azioni) nonché, limitatamente all'esercizio 1997, per l'allocazione di parte del disavanzo di fusione.

Il costo è rettificato per perdite durevoli di valore apprezzate sulla base della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata, desunto dal bilancio consolidato, se redatto, o dall'ultimo bilancio di esercizio conosciuto nonché dei relativi piani pluriennali, ove disponibili. Per le imprese estere il patrimonio netto è convertito al cambio di chiusura dell'esercizio. Il costo è determinato applicando il metodo L.I.F.O. a scatti annuali.

Il rischio derivante dalle perdite eccedenti il patrimonio netto (deficit patrimoniale) delle partecipate è rilevato al passivo patrimoniale alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri".

Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti del costo originario e la rettifica è imputata a conto economico come rivalutazione. Per le partecipazioni acquisite prima della pubblicazione del D.Lgs. 127/91, l'analisi dei movimenti assume come costo originario del bene il valore iscritto all'attivo patrimoniale nel bilancio di esercizio 1992.

Attivo circolante

Rimanenze

Le rimanenze sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato nel mese di dicembre. Le rimanenze di materie sussidiarie e di consumo obsolete o di lenta movimentazione sono valutate in relazione alle loro possibilità di utilizzo o di realizzo. Le configurazioni di costo adottate sono le seguenti:

- per i prodotti finiti (gas naturale, greggi e condensati) viene utilizzato il costo industriale di produzione applicando il metodo L.I.F.O. a scatti annuali;
- per le materie prime, sussidiarie e di consumo il costo è determinato con il metodo del "costo medio d'acquisto ponderato per movimento";
- per i materiali riutilizzabili il costo è determinato in relazione alla possibilità di reimpiego nei limiti del costo di riacquisto, ridotto del degrado.

Le svalutazioni effettuate non vengono mantenute se nei successivi esercizi ne vengono meno i motivi.

Crediti e debiti
I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzazione; i debiti sono iscritti al loro valore nominale.

I crediti e i debiti in moneta estera sono iscritti al cambio storico ovvero, in presenza di contratti di copertura specifica dal rischio di cambio, al cambio a pronti definito in tali contratti. I crediti e i debiti soggetti a rischio di cambio o non coperti specificamente concorrono alla determinazione del rischio di oscillazione cambi che è valutato nel complesso, mediante allineamento ai cambi in vigore alla chiusura dell'esercizio, distinguendo le attività e passività a breve termine da quelle a lungo termine e tenendo conto dell'effetto dei relativi contratti di copertura generica. L'onere relativo al rischio è rilevato al passivo patrimoniale nella voce "Fondi per rischi e oneri - altri". Non vengono iscritte differenze attive nette di cambio derivanti da valutazioni.

Al fine di conseguire benefici fiscali in esercizi precedenti, sono state effettuate svalutazioni eccedenti quelle necessarie a tener conto del presumibile valore di realizzazione dei crediti finanziari entro i limiti previsti dalla normativa fiscale. Le svalutazioni sono iscritte a rettifica dei crediti.

Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni
I titoli sono iscritti al minore tra il costo, determinato con il metodo L.I.F.O., e il valore di mercato (media dei prezzi delle negoziazioni del mese di dicembre presso le borse valori). Tale minor valore non viene mantenuto se nei successivi esercizi vengono meno i motivi della svalutazione.

Ratei e risconti
I ratei e i risconti sono determinati in modo da imputare all'esercizio la quota di competenza dei costi e dei proventi comuni a due o più esercizi.

Fondi per rischi e oneri
I fondi per rischi e oneri riguardano perdite o debiti di natura determinata, di esistenza certa o probabile dei quali tuttavia, alla data di chiusura dell'esercizio, sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza. In particolare il fondo smantellamento e ripristino siti riguarda i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti nonché i costi previsti per rischi ambientali. Questi costi sono stanziati annualmente, per ciascun campo o un'area comprendente più campi con caratteristiche economico-contrattuali simili, con l'applicazione del metodo dell'unità di prodotto.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato
Il trattamento di fine rapporto è stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti in conformità alla legislazione e ai contratti di lavoro. L'ammontare iscritto in bilancio riflette il debito maturato nei confronti dei dipendenti al netto delle anticipazioni erogate agli stessi.

Garanzie personali e altri conti d'ordine
Le garanzie personali sono iscritte in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare nominale della garanzia prestata.

Gli impegni per contratti derivati (acquisti in valuta a termine, swap, future, etc.) che comportano lo scambio a termine di capitali o di altre attività o del loro differenziale sono iscritti al prezzo di regolamento del contratto; gli impegni per contratti derivati diversi dai precedenti (interest rate swap, forward rate agreement etc.) sono iscritti al valore nominale del capitale di riferimento.

Gli altri impegni sono iscritti in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare corrispondente all'effettiva obbligazione dell'impresa alla data di chiusura dell'esercizio.

I rischi possibili, ma non probabili, conseguenti a richieste di risarcimenti o a controversie sono iscritti in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare preteso ovvero, se la pretesa è giudicata infondata o se tali rischi non sono quantificabili, sono menzionati negli impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale.

Le garanzie e gli altri conti d'ordine in moneta estera sono iscritti applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio o il cambio a termine negoziato, salvo per quelle in cui è prevista la garanzia dello Stato (che copre le oscillazioni superiori al 5%) che sono convertite al cambio storico aumentato o diminuito del 5% nel caso in cui il cambio al 31 dicembre risulti non compreso nella predetta banda di oscillazione.

Ricavi e costi

I ricavi e i costi sono imputati a conto economico secondo il criterio della competenza economica e nel rispetto del principio della prudenza. I ricavi e i proventi sono iscritti al netto di resi, sconti e abbuoni, nonché delle imposte direttamente connesse.

Il momento del riconoscimento dei ricavi coincide per il gas naturale con l'immissione nella rete di distribuzione di proprietà del vettore; per gli idrocarburi liquidi al momento del caricamento sui mezzi di trasporto (salvo diverse disposizioni contrattuali). I ricavi per prestazioni di servizi sono riconosciuti quando il servizio è reso e non sussistono incertezze di rilievo sull'esistenza e sull'ammontare del corrispettivo.

Dividendi

I dividendi sono iscritti nell'esercizio in cui ne è stata deliberata la distribuzione.

Contratti derivati

Per far fronte al rischio di variazione dei tassi di interesse e dei cambi, la Società stipula contratti derivati a copertura di specifiche operazioni ovvero di esposizioni nette.

I differenziali di interesse da incassare o da pagare sugli interest rate swap sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto.

I contratti derivati di copertura dal rischio di cambio sono valutati congiuntamente all'attività o passività coperta, se attribuibili ad esse in modo specifico, diversamente concorrono alla determinazione del rischio di oscillazione cambi come indicato al punto "Crediti e debiti".

Costi di ricerca scientifica e tecnologica

I costi sostenuti volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, in attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico sono considerati costi correnti e imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Costi ambientali

I costi ambientali sono sostenuti per prevenire, ridurre, riparare o monitorare l'impatto ambientale delle attività produttive e sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui vengono sostenuti. I rischi e gli oneri sono accantonati quando è probabile o certo che la passività sarà sostenuta e l'importo può essere ragionevolmente stimato.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Debiti tributari".

Introduzione della moneta unica europea

Le attività e le passività monetarie in essere al 31 dicembre 1998, espresse in una delle valute dei paesi aderenti all'Unione Economica e Monetaria (UEM), sono state convertite in lire applicando i tassi irrevocabili di conversione in euro delle valute stesse.

L'operazione di conversione ha determinato differenze positive di cambio per 4 miliardi di lire e differenze negative di cambio per 8 miliardi di lire. Le differenze di cambio sono state imputate interamente al conto economico dell'esercizio e le relative attività e passività monetarie sono state iscritte ai valori risultanti dalla conversione, come previsto dal comma 3 dell'art. 18 del D.Lgs. 213/98. In particolare, le differenze positive di cambio sono state rilevate alla voce "Proventi e oneri finanziari - Proventi diversi dai precedenti", mentre le differenze negative di cambio sono state rilevate alla voce "Proventi e oneri finanziari - Interessi e altri oneri finanziari". La modifica delle attività e delle passività monetarie ha interessato i crediti e debiti finanziari a medio e lungo termine.

L'introduzione dell'euro come moneta di conto rientra nell'ampia reingegnerizzazione delle applicazioni software relative ai sistemi amministrativi e gestionali che prevedono l'utilizzo dell'applicativo SAP R/3.

Al 31 dicembre 1998 sono stati sostenuti costi per circa 2 miliardi di lire, interamente imputati al conto economico, connessi prevalentemente alla fase di programmazione degli interventi e di coordinamento delle attività del Gruppo sul tema.

NOTE AL BILANCIO ED ALTRE INFORMAZIONI

1) Immobilizzazioni immateriali

(miliardi di lire)

	Valore netto al 31.12.1997	Incrementi	Decrementi	Ammortamenti	**Valore netto al 31.12.1998**	**Fondo ammortamento al 31.12.1998**
Costi di ricerca e sviluppo		360		(360)		
Diritti utilizzazione delle opere dell'ingegno	38	54		(45)	47	(323)
Concessioni e licenze	180	12		(10)	182	(23)
Immobilizzazioni in corso e acconti	44	16	(39)		21	
Altre	23			(3)	20	(23)
	285	**442**	**(39)**	**(418)**	**270**	**(369)**

I *costi di ricerca e sviluppo* riguardano i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi.

I *diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno* di 47 miliardi di lire riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno del software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le *concessioni e licenze* di 182 miliardi di lire riguardano essenzialmente le concessioni di sfruttamento minerario di Caldarosa per 86 miliardi di lire e Bonaccia per 85 miliardi di lire. L'ammortamento economico-tecnico delle concessioni decorrerà dall'esercizio in cui avrà inizio la produzione; al fine di evitare la perdita del diritto alla deducibilità fiscale, si è proceduto all'ammortamento determinato sulla base della loro durata residua (9 miliardi di lire).

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* ammontano a 21 miliardi di lire e riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno del software in corso di realizzazione.

Le *altre immobilizzazioni immateriali* di 20 miliardi di lire riguardano essenzialmente i costi per migliorie non economicamente separabili su beni condotti in locazione.

2) Immobilizzazioni materiali

(miliardi di lire)

	Valore netto al 31.12.1997	Incrementi	Decrementi	Ammortamenti e svalutazioni	**Valore netto al 31.12.1998**	**Fondi ammortamento e svalutazione al 31.12.1998**
Terreni e fabbricati	143	4		(18)	129	181
Impianti e macchinario	3.033	685	(9)	(1.779)	1.930	10.606
Attrezzature industriali e commerciali	7	4		(7)	4	92
Altri beni	39	14	(3)	(24)	26	162
Immobilizzazioni in corso e acconti	1.183	539	(436)		1.286	
	4.405	**1.246**	**(448)**	**(1.828)**	**3.375**	**11.041** (1)

(1) Di cui fondo svalutazione per 546 miliardi di lire.

I fondi ammortamento e svalutazione di 11.041 miliardi di lire comprendono ammortamenti stanziati per ottenere benefici fiscali per 1.620 miliardi di lire. Nell'esercizio si sono verificate le seguenti variazioni:

(miliardi di lire)

	Valore al 31.12.1997	Stanziamenti	Rigiro	**Valore al 31.12.1998**
Terreni e fabbricati	3	2		5
Impianti e macchinario	934	867	(206)	1.595
Attrezzature industriali e commerciali	4	3	(2)	5
Altri beni	10	8	(3)	15
	951	**880**	**(211)**	**1.620**

La colonna "Rigiro" riguarda gli ammortamenti eccedenti e anticipati riassorbiti per effetto dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito nonché a fronte di cessioni, radiazioni e svalutazioni.

Impianti e macchinario

(miliardi di lire)

	Costo	Ammortamenti	Rettifiche di valore	**Valore netto al 31.12.1998**
Saldo iniziale	**11.901**	**(8.588)**	**(280)**	**3.033**
Movimenti dell'esercizio:				
Incrementi per:				
- acquisizioni	261			261
- trasferimenti da immobilizzazioni in corso	424			424
Decrementi per:				
- cessioni	(50)	41		(9)
- ammortamenti		(1.642)		(1.642)
- svalutazioni		129	(266)	(137)
Saldo finale	**12.536**	**(10.060)**	**(546)**	**1.930**

Gli *impianti e macchinario* di 1.930 miliardi di lire riguardano essenzialmente gli impianti per lo sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi. Le rettifiche di valore di 266 miliardi di lire riguardano l'adeguamento alla residua possibilità di utilizzazione in ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2426 del codice civile.

Immobilizzazioni in corso e acconti

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* di 1.286 miliardi di lire riguardano, per 1.283 miliardi di lire, le attività di sviluppo in corso di realizzazione; in particolare il progetto Val d'Agri negli Appennini Meridionali (582 miliardi di lire) e lo sviluppo del campo di Bonaccia nel Mare Adriatico (206 miliardi di lire).

Rivalutazioni a norma di legge e allocazione del disavanzo di fusione

(miliardi di lire)

	Legge n. 576 del 1975		Legge n. 413 del 1991		Disavanzo di fusione	
	Valore al 31.12.1997	**Valore al 31.12.1998**	Valore al 31.12.1997	**Valore al 31.12.1998**	Valore al 31.12.1997	**Valore al 31.12.1998**
Terreni e fabbricati:						
- costo	2	2	51	51	20	19
- fondo ammortamento e svalutazione	(2)	(2)	(34)	(39)	(2)	(3)
	0	**0**	**17**	**12**	**18**	**16**
Impianti e macchinario:						
- costo	70	69			2.996	2.985
- fondo ammortamento e svalutazione	(70)	(69)			(1.013)	(1.963)
	0	**0**	**0**	**0**	**1.983**	**1.022**
Attrezzature industriali e commerciali:						
- costo	..	..			5	4
- fondo ammortamento e svalutazione	..	..			(3)	(4)
	0	**0**	**0**	**0**	**2**	**0**
Altri beni:						
- costo	..	..			22	20
- fondo ammortamento e svalutazione	..	..			(7)	(18)
	0	**0**	**0**	**0**	**15**	**2**
Totale:						
- costo	72	71	51	51	3.043	3.028
- fondo ammortamento e svalutazione	(72)	(71)	(34)	(39)	(1.025)	(1.988)
	0	**0**	**17**	**12**	**2.018**	**1.040**

La colonna "Disavanzo di fusione" riguarda la rivalutazione delle immobilizzazioni materiali effettuata nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA.

3) Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(miliardi di lire)

	Valore netto al 31.12.1997	Aumenti di capitale sociale	Alienazioni conferimenti e fusioni	Rettifiche di valore	Trasferimenti da/a	**Valore netto al 31.12.1998**
Partecipazioni in:						
- imprese controllate	17.749	1.442	(1.542)	(1.025)	(3)	16.621
- imprese collegate	322	76	(149)		3	252
- altre imprese	6					6
	18.077	**1.518**	**(1.691)**	**(1.025)**	**0**	**16.879**

Gli aumenti di capitale sociale di imprese controllate riguardano essenzialmente l'AgipPetroli SpA per 570 miliardi di lire, l'Agip Exploration BV per 434 miliardi di lire, l'Agip International BV per 224 miliardi di lire, l'Enirisorse SpA per 200 miliardi di lire e l'EniComunicazione SpA per 12 miliardi di lire; gli aumenti di capitale sociale di imprese collegate riguardano l'Albacom SpA per 76 miliardi di lire.

Le alienazioni di partecipazioni in imprese controllate riguardano la cessione di n. 75 milioni di azioni ordinarie Saipem SpA, pari al 18,75% del capitale sociale, al prezzo di 742 miliardi di lire e di n. 6.164.318 azioni ordinarie EniTecnologie SpA, pari al 20,55%, al prezzo di 6 miliardi di lire.

In data 19 giugno 1998 è stato stipulato l'atto di conferimento nell'AgipPetroli SpA di n. 699.993 azioni della Italiana Petroli SpA da 100.000 lire cadauna, rappresentanti il 57,14% del capitale sociale, per un valore di perizia di 570 miliardi di lire. A seguito di tale atto, sono state assegnate all'Eni SpA n. 22.800.000 nuove azioni AgipPetroli SpA del valore nominale di 10.000 lire, con un sovrapprezzo di 15.000 lire per azione. L'operazione non ha influenzato il conto economico perché nel 1997, in sede di attribuzione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA, la partecipazione nella Italiana Petroli SpA era stata rivalutata di 502 miliardi di lire per adeguarla al valore di conferimento.

In data 19 novembre 1998 è stata realizzata la fusione dell'Agip Production BV nell'Agip International BV. La fusione non ha prodotto effetti economici perché le azioni rivenienti dall'aumento del capitale sociale dell'Agip International BV sono state iscritte per lo stesso valore al quale erano iscritte le azioni dell'Agip Production BV annullate per effetto della fusione (224 miliardi di lire).

Le alienazioni di partecipazioni in imprese collegate riguardano la cessione dell'intera partecipazione posseduta nella Nuovo Pignone SpA, rappresentata da n. 13.320.000 azioni, pari al 9,25% del capitale sociale. L'Eni rimane, attraverso la Snam SpA, nella compagine azionaria della Nuovo Pignone SpA con una partecipazione di circa il 9%.

La cessione delle azioni Saipem SpA e Nuovo Pignone SpA non ha influenzato il conto economico perché le partecipazioni furono rivalutate in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA sulla base del prezzo di cessione.

Informazioni in ordine alle imprese partecipate al 31 dicembre 1998 relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio sono riportate nell'allegato "Notizie sulle imprese a partecipazione diretta dell'Eni SpA", che fa parte integrante delle presenti note.

L'analisi per società della colonna "Rettifiche di valore" è riportata alla nota n. 19 "Rettifiche di valore di attività finanziarie".

Le partecipazioni sono al netto del fondo svalutazione di 6.189 miliardi di lire; le variazioni intervenute nell'esercizio sono analizzate nella tabella seguente:

(miliardi di lire)

	Valore al 31.12.1997	Accantonamenti	**Valore al 31.12.1998**
Partecipazioni in:			
- imprese controllate	5.164	1.025	6.189
- imprese collegate	..		..
- altre imprese	..		..
	5.164	**1.025**	**6.189**

L'analisi delle partecipazioni possedute con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto delle partecipate controllate e collegate è riportata nella tabella seguente:

Partecipazioni possedute

(miliardi di lire)

Denominazione	Sede		Capitale sociale	Bilancio dell'ultimo esercizio: Patrimonio netto	Bilancio dell'ultimo esercizio: Utile o (Perdita)	Quota % posseduta	**Valore di bilancio al 31.12.1998**	Fondo copertura perdite	**Valore netto al 31.12.1998**	Valore al patrimonio netto (1)	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto
							A	B	C=A-B	D	E=D-C
Partecipazioni che costituiscono immobilizzazioni in: imprese controllate											
Agip SpA (2)	S. Donato Mil.		200.000.000	..	(..)	99,95000	..		..	..	..
Agip Exploration BV	Amsterdam	NLG	25.000.030	236	(794)	100,00000	236		236	236	0
Agip Expl. et Expl. France SA	Parigi	FRF	250.000	..	(..)	0,40000	..		..	..	..
Agip International BV	Amsterdam	NLG	1.021.508.850	5.943	(71)	64,85270	1.688		1.688	3.879	2.191
Agip (N.A.M.E.) Ltd	St. Helier	USD	100.000	7	..	99,98000	..		..	7	7
Agip Medio Oriente SpA	S. Donato Mil.		600.000.000	1	(..)	99,00000	1		1	1	0
Agip Petroleum Co Inc	Dover	USD	100.000.000	477	(41)	100,00000	255		255	474	219
AgipPetroli SpA	Roma		1.823.000.000.000	3.383	210	100,00000	3.777		3.777	4.474	697
Aidiru SpA	Roma		200.000.000	..	(..)	100,00000	..		..	..	..
Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA	Palermo		12.000.000.000	10	(1)	88,48850	9		9	9	0
Combustibili Nucleari SpA (in liq.)	Milano		400.000.000	(11)	(1)	99,99500	0	11	(11)	(11)	0
Consorzio Eni Acqua	Roma		20.000.000	..	0	15,00000	..		..	..	..
EniChem SpA	S. Donato Mil.		4.488.000.000.000	4.302	(481)	70,10189	3.334		3.334	3.239	(95)
EniComunicazione SpA	Roma		38.000.000.000	33	(5)	99,99987	33		33	33	0
EniData SpA	Milano		32.500.000.000	43	9	15,00000	5		5	8	3
Enifin SpA	S. Donato Mil.		250.258.600.000	270	1	100,00000	489		489	466	(23)
EniFormazione ScpA	S. Donato Mil.		4.000.000.000	4	..	30,00000	1		1	1	0
Eni International Holding BV	Amsterdam	NLG	906.603.710	1.696	250	91,96325	2.133		2.133	3.538	1.405
Enirisorse SpA	Roma		100.000.000.000	(354)	(784)	100,00000		354 (3)	(354)	(354)	0
EniSud SpA	Roma		64.862.000.000	55	(4)	50,00000	28		28	28	0
EniTecnologie SpA (ex Enitricerche SpA)	S. Donato Mil.		30.000.000.000	31	2	40,00000	13		13	13	0
Eurosolare SpA	S. Donato Mil.		20.000.000.000	22	(3)	99,99950	19		19	20	1
Iafe SpA	Castelgandolfo		2.500.000.000	3	..	35,00000	1		1	1	0
Padana Assicurazioni SpA	Milano		30.000.000.000	323	63	10,00000	3		3	32	29
Saipem SpA	Milano		440.000.000.000	1.223	100	13,17025	574		574	228	(346)
Sieco SpA	S. Donato Mil.		1.000.000.000	2	..	16,00000	..		..	..	..
Snam SpA	S. Donato Mil.		2.170.000.000.000	5.309	2.260	99,99999	3.405		3.405	7.767	4.362
Snamprogetti SpA	S. Donato Mil.		200.000.000.000	339	103	80,00000	149		149	448	299
Società Petrolifera Italiana SpA	S. Donato Mil.		73.040.000.000	83	3	99,96207	70		70	88	18
Sofid SpA	Roma		164.495.190.000	418	81	77,43743	390		390	527	137
Somicem SpA	Ragusa		200.000.000	9	(3)	90,00000	..		..	27	27
Tecnomare SpA	Venezia		4.000.000.000	17	1	45,00000	8		8	8	0
Temars SpA	Bologna		1.390.000.000	2	..	10,00000	..		..	..	..
							16.621	**365**	**16.256**	**25.187**	**8.931**

(miliardi di lire)

Denominazione	Sede		Capitale sociale	Bilancio dell'ultimo esercizio: Patrimonio netto	Bilancio dell'ultimo esercizio: Utile o (Perdita)	Quota % posseduta	Valore di bilancio al 31.12.1998	Fondo copertura perdite	Valore netto al 31.12.1998	Valore al patrimonio netto (1)	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto
							A	B	C=A-B	D	E=D-C
imprese collegate											
Albacom SpA	Roma		343.423.000.000	303(4)	(105)	34,99999	249		249	179	(70)
Consorzio S.E.T.	S. Martino T.		20.000.000	..	0	50,00000	..		..	..	..
Leag SpA (in liquidazione) (5)	Mosca	RUR	1.128.000.000	..	(..)	30,00000	..		..	..	..
Thetis SpA	Venezia		11.250.200.000	13	(2)	28,62350	3		3	4	1
							252	**0**	**252**	**183**	**(69)**
Totale imprese controllate e collegate							**16.873**	**365**	**16.508**	**25.370**	**8.862**
altre imprese											
Campec Scrl (5)	Portici		200.000.000	..	..	11,17650	..		..		
Comerint SpA	Roma		5.000.000.000	23	5	10,00000	..		..		
Consorzio Elis Scrl (5)	Roma		100.000.000	..	0	5,00000	..		..		
Cons. per Svil. Industr. Potenza (5)	Potenza		1.019.815.664	144	(4)	1,96114	..		..		
Consorzio Pisa Ricerche	Pisa		700.000.000	2	..	7,14286	..		..		
Consorzio Qualital	Pisa		240.000.000	1	(..)	7,14286	..		..		
Cristal Ltd (5)	Hamilton	USD	120.000	..	..	0,00833	..		..		
Emittenti Titoli SpA	Milano		200.000.000	..	(..)	10,00000	..		..		
Eur Duemila Associazione	Roma		600.000.000	1	0	16,66666	..		..		
Mediotrade SpA	Roma		3.880.500.000	3	(1)	4,63858	..		..		
Norsea Pipeline Ltd	Londra	GBP	7.614.062	95	72	10,32333	1		1		
Sapir SpA	Ravenna		20.720.000.000	57	4	2,44097	..		..		
S.A.R.C.I.S. SpA (5)	Palermo		7.578.480.000	6	..	10,00000	1		1		
Simest SpA (5)	Roma		316.627.369.000	365	12	1,30234	4		4		

(1) Il valore al patrimonio netto corrisponde alla frazione di patrimonio netto determinato applicando i criteri indicati all'art. 2426 n. 4 del codice civile.

(2) L'Agip SpA è stata costituita nel dicembre 1997 e iscritta nel registro delle imprese nel gennaio 1998 al fine di tutelare la denominazione sociale.

(3) Comprende il credito nei confronti dell'Enirisorse per il rimborso della ricapitalizzazione effettuata dall'Eni SpA nel 1997 di 133 miliardi di lire (152 miliardi di lire comprensivi degli interessi maturati al 31 dicembre 1997 di 19 miliardi di lire) (v. nota n. 20).

(4) L'Albacom SpA chiude l'esercizio sociale il 31 marzo 1999. I valori al 31 dicembre 1998 fanno riferimento alla specifica situazione patrimoniale redatta dalla società.

(5) L'ultimo bilancio di esercizio disponibile è quello del 31 dicembre 1997.

In considerazione della consistenza patrimoniale e delle prospettive reddituali risultanti dai piani quadriennali, non si è proceduto alla svalutazione delle seguenti partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto:

- EniChem SpA, il cui valore di iscrizione di 3.334 miliardi di lire è superiore a quello risultante dall'applicazione del criterio del patrimonio netto di 95 miliardi di lire;
- Saipem SpA, il cui valore di iscrizione di 574 miliardi di lire, adeguato nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA al prezzo di cessione sul mercato di 75 milioni di azioni avvenuta nel marzo 1998 (9.900 lire per azione), è superiore a quello risultante dall'applicazione del criterio del patrimonio netto di 346 miliardi di lire[2];
- Enifin SpA, il cui valore di iscrizione di 489 miliardi di lire, corrispondente al prezzo di acquisizione che teneva conto di riserve implicite tuttora esistenti, è superiore a quello risultante dall'applicazione del criterio del patrimonio netto di 23 miliardi di lire;
- Albacom SpA, il cui valore di iscrizione di 249 miliardi di lire è superiore a quello risultante dall'applicazione del criterio del patrimonio netto di 70 miliardi di lire.

A seguito del contratto firmato in data 24 luglio 1997 l'Eni SpA si è impegnata a non vendere, costituire diritti, né altrimenti disporre della propria partecipazione diretta o indiretta in Albacom SpA fino al 31 marzo 2000.

Rivalutazioni a norma di legge e allocazione del disavanzo di fusione

(miliardi di lire)

	Legge n. 576 del 1975		Legge n. 292 del 1993		Disavanzo di fusione	
	Valore al 31.12.1997	**Valore al 31.12.1998**	Valore al 31.12.1997	**Valore al 31.12.1998**	Valore al 31.12.1997	**Valore al 31.12.1998**
Snam SpA			2.165	2.165		
AgipPetroli SpA					977	977
Saipem SpA	..	..			1.087	474
Eni International Holding BV			943	943		
Italiana Petroli SpA					502	
Sofid SpA	1	1	273	273		
Nuovo Pignone SpA					140	
Snamprogetti SpA			15	15		
Somicem SpA	..	..				
	1	1	3.396	3.396	2.706	1.451

La rivalutazione di cui alla legge n. 292 del 1993 si riferisce alla determinazione in via definitiva del patrimonio netto, con effetto 1° gennaio 1995, autorizzata dal Ministero del tesoro con decreto n. 729153 del 7 febbraio 1995 e deliberata dall'assemblea degli azionisti del 12 giugno 1995. Il disavanzo di fusione riguarda la rivalutazione delle partecipazioni effettuata nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA.

(2) Applicando le quotazioni medie del secondo semestre 1998 (7.298 lire per azione) il valore di iscrizione risulta superiore di 151 miliardi di lire.

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

(miliardi di lire)

	Valore netto al 31.12.1997	Riscossioni	Rettifiche di valore	**Valore netto al 31.12.1998**
Crediti verso:				
- imprese controllate	711	(110)	19	620
- imprese collegate	..			..
- altri	7	(4)		3
	718	**(114)**	**19**	**623**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 63 miliardi di lire costituito da accantonamenti determinati nei limiti previsti dall'art. 71 del D.P.R. 29 dicembre 1986, n. 917, al fine di conseguire benefici fiscali (le imposte differite attive potenziali, riguardanti l'Irpeg, ammontano a 23 miliardi di lire). Le rettifiche di valore di 19 miliardi di lire riguardano l'utilizzo del fondo a beneficio del conto economico connesso alla riduzione dei crediti finanziari.

L'analisi per scadenza dei crediti è la seguente:

(miliardi di lire)

	Valore netto al 31.12.1997				**Valore netto al 31.12.1998**			
	Esigibili entro l'esercizio	Esigibili oltre l'esercizio	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	**Esigibili entro l'esercizio**	**Esigibili oltre l'esercizio**	**Totale**	**di cui scadenti oltre 5 anni**
Crediti verso:								
- imprese controllate	59	652	711	595	42	578	620	60
- imprese collegate	..	..	..	..	..	..	..	..
- altri	4	3	7	..	2	1	3	..
	63	**655**	**718**	**595**	**44**	**579**	**623**	**60**

L'analisi dei *crediti verso imprese controllate* è la seguente:

(miliardi di lire)

	Valore al 31.12.1997	**Valore al 31.12.1998**
Enifin SpA	500	450
Snam SpA	154	124
Napoletana Gas SpA	50	41
Italgas SpA	51	43
Sofid SpA	15	14
EniChem SpA	14	5
AgipPetroli SpA	6	4
Agricoltura SpA (in liquidazione)	3	2
Fondo svalutazione crediti	(82)	(63)
	711	**620**

I *crediti verso altri* di 3 miliardi di lire riguardano in particolare i finanziamenti concessi a imprese del comparto chimico successivamente cedute (2 miliardi di lire).

4) Attivo circolante - rimanenze

(miliardi di lire)

	Valore netto al 31.12.1997	Variazioni di esercizio	Accantonamenti al fondo svalutazione	**Valore netto al 31.12.1998**
Materie prime, sussidiarie e di consumo	198	(8)	(6)	184
Lavori in corso su ordinazione	8	(6)		2
Prodotti finiti	310	(45)	(15)	250
	516	**(59)**	**(21)**	**436**

Le rimanenze di prodotti finiti sono costituite da gas naturale prodotto e immesso in giacimenti di stoccaggio per 232 miliardi di lire e da petrolio di produzione per 17 miliardi di lire.

La valutazione delle rimanenze sulla base del costo medio dell'esercizio determinerebbe una differenza apprezzabile rispetto al valore di iscrizione solo per il gas naturale che avrebbe un maggior valore di circa 391 miliardi di lire (435 miliardi di lire al 31 dicembre 1997).

5) Attivo circolante - crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è la seguente:

(miliardi di lire)

	Valore netto al 31.12.1997			**Valore netto al 31.12.1998**		
	Esigibili entro l'esercizio	Esigibili oltre l'esercizio (1)	Totale	**Esigibili entro l'esercizio**	**Esigibili oltre l'esercizio (1)**	**Totale**
Crediti commerciali verso:						
- clienti	452	2	454	285		285
- imprese controllate	874	..	874	696	..	696
- imprese collegate	27		27	26		26
- altri	13	1	14	8		8
	1.366	**3**	**1.369**	**1.015**		**1.015**
Crediti diversi verso:						
- imprese controllate:						
. finanziari	1.150		1.150			
. altri	46		46	238		238
- controllante	2		2	1		1
- altri	559	2.580	3.139	1.756	1.656	3.412
	1.757	**2.580**	**4.337**	**1.995**	**1.656**	**3.651**

(1) I crediti scadenti oltre i cinque esercizi ammontano a 4 miliardi di lire per il 1997 e per il 1998. Per i crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria esigibili oltre l'esercizio, si è assunto il rimborso entro il quinto esercizio successivo.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 253 miliardi di lire, riguardante essenzialmente i crediti di imposta (226 miliardi di lire), che ha registrato nell'esercizio un aumento di 33 miliardi di lire, come segue:

	(miliardi di lire)
Valore al 31 dicembre 1997	220
Accantonamento	38
Utilizzi	(5)
	253

I *crediti verso clienti* di 285 miliardi di lire riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di petrolio e condensati.

I *crediti commerciali verso imprese controllate* di 696 miliardi di lire riguardano essenzialmente i crediti derivanti dalla vendita di gas naturale e da prestazioni di servizi di modulazione e stoccaggio alla Snam SpA (434 miliardi di lire) e dalla vendita di petrolio e condensati all'AgipPetroli SpA (123 miliardi di lire).

I *crediti diversi verso imprese controllate* di 238 miliardi di lire riguardano essenzialmente il credito verso Enirisorse per la richiesta di rimborso della ricapitalizzazione effettuata dall'Eni SpA nel 1997, ritenuta "aiuto di Stato incompatibile" dalla Commissione Europea ai sensi dell'art. 92 del trattato UE (152 miliardi di lire compresi gli interessi maturati al 31 dicembre 1998).

I *crediti diversi verso controllante* di 1 miliardo di lire riguardano i crediti verso il Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica riferiti essenzialmente ai ratei di interessi relativi ai finanziamenti BEI di cui alla legge n. 41/1986.

I *crediti diversi verso altri* di 3.412 miliardi di lire riguardano essenzialmente i crediti verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato per 3.370 miliardi di lire, come segue:

- crediti diversi: 393 miliardi di lire riferiti essenzialmente all'acconto per l'Iva di Gruppo versato il 28 dicembre 1998 ai sensi all'art. 6 della legge n. 405/1990 (379 miliardi di lire) e all'anticipo sulle imposte dovute sul TFR ai sensi della legge n. 662/96 (9 miliardi di lire);
- crediti di imposta: 2.977 miliardi di lire, così composti:

	(miliardi di lire)
Crediti di imposta chiesti a rimborso	1.934
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	885
Crediti sorti nel 1998 portati a nuovo	234
Crediti sorti nel 1997 portati a nuovo	111
Crediti di imposta acquistati da società controllate	11
Altri crediti	28
Fondo svalutazione crediti	(226)
	2.977

L'incremento rispetto all'esercizio precedente di 253 miliardi di lire si analizza come segue:

			(miliardi di lire)
Crediti al 31 dicembre 1997			2.724
Irpeg	(1.034)		
Crediti di imposta su dividendi	1.055		
Ritenute di acconto su dividendi	180	201	
Irap	(72)		
Acconti versati	105	33	234
Interessi su crediti di imposta			96
Acquisto crediti di imposta da società del Gruppo			11
Rimborso crediti per interessi su crediti di imposta			(44)
Accantonamento al fondo svalutazione crediti di imposta			(38)
Perdite su crediti			(6)
			2.977

I rimborsi di 44 miliardi di lire riguardano l'incasso degli interessi sui crediti per Irpeg relativi all'esercizio 1992.

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti di 38 miliardi di lire (di cui 22 riferiti agli interessi maturati) riguarda:

- crediti di imposta in contenzioso acquisiti per l'incorporazione dell'Agip SpA per i quali si è ritenuto prudente procedere alla loro svalutazione integrale (32 miliardi di lire). Riguardano in particolare crediti per imposte di registro su copertura perdite di società incorporate dall'Agip SpA;

- interessi maturati sull'ammontare in contestazione del credito di imposta risultante dalla dichiarazione Irpeg 1988 (6 miliardi di lire).

Il fondo svalutazione crediti di 226 miliardi di lire riguarda per 187 miliardi di lire (di cui 72 miliardi di lire riferiti a interessi maturati) l'ammontare chiesto a rimborso per Irpeg relativa all'esercizio 1988. Secondo l'impostazione del modello per la dichiarazione dei redditi relativi all'esercizio suddetto, l'imponibile rappresentato dal credito di imposta sui dividendi non poteva essere ridotto dall'utilizzo di perdite fiscali pregresse. Questa impostazione ha comportato il formarsi di un'imposta dovuta per la quale è stata presentata istanza di rimborso. Avverso il silenzio-rifiuto dell'Amministrazione finanziaria è stato proposto ricorso e le Commissioni Tributarie di I e II grado di Roma, rispettivamente in data 30 ottobre 1991 e 5 luglio 1993, e da ultimo la Commissione Centrale, in data 16 maggio 1996, hanno riconosciuto il diritto al rimborso dell'Eni SpA. L'Amministrazione finanziaria ha proposto ricorso presso la Corte di Cassazione che, con ordinanza n. 342 del 30 marzo 1999, ha sospeso il giudizio inviando gli atti alla Corte Costituzionale per la non manifesta infondatezza della questione di illegittimità costituzionale della norma in base alla quale venne attribuita l'impostazione suddetta al modello della dichiarazione dei redditi relativa all'esercizio 1998.

6) Attivo circolante - attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

Gli *altri titoli* di 300 miliardi di lire sono diminuiti di 421 miliardi di lire a seguito delle cessioni avvenute negli ultimi mesi del 1998. Riguardano CCT 1994/1999 9,50% (rimborsati il 4 gennaio 1999) ricevuti in estinzione dei crediti Irpeg 1986. Per tali titoli, come indicato nella nota n. 15, sono stati utilizzati strumenti derivati di scambio di tasso di interesse.

7) Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide di 1.278 miliardi di lire riguardano essenzialmente disponibilità in dollari USA presso Eni Coordination Center SA (725 miliardi di lire) e in lire presso Enifin SpA (548 miliardi di lire) finalizzate all'acquisto del 35,15% della partecipazione nell'Agip International BV dall'Eni International Holding BV.

8) Ratei e risconti attivi

(miliardi di lire)

	Valore al 31.12.1997	**Valore al 31.12.1998**
Interessi:		
- su titoli di Stato CCT 1994/1999	69	29
- su finanziamenti a imprese controllate	15	15
Costi di emissione dei prestiti obbligazionari e di assunzione finanziamenti	9	6
Altri ratei e risconti attivi	23	54
	116	**104**

I ratei e i risconti attivi a breve termine ammontano a 98 miliardi di lire (99 miliardi di lire al 31 dicembre 1997); i risconti attivi a lungo termine ammontano a 6 miliardi di lire (17 miliardi di lire al 31 dicembre 1997).

9) Patrimonio netto

(miliardi di lire)

	Valore al 31.12.1997	**Valore al 31.12.1998**
Capitale sociale	7.999	8.000
Riserva legale	231	432
Altre riserve:		
- riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/93	7.408	7.408
- riserva disponibile	1.251	2.830
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/67	163	163
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. 917/86	63	63
- conferimenti legge 41/86	45	63
- conferimenti legge 730/83	39	39
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 169/83	37	37
- conferimenti legge 749/85	17	17
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile		1
- riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93	..	..
Utile dell'esercizio 1997	4.022	
Utile dell'esercizio 1998		2.126
	21.275	**21.179**

Capitale sociale

Il capitale sociale al 31 dicembre 1998 è rappresentato da n. 8.000.161.453 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire cadauna, di cui n. 2.906.685.115 azioni, pari al 36,3%, di proprietà del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica - Patrimonio dello Stato e n. 5.093.476.338 azioni, pari al 63,7%, di proprietà di azionisti terzi[3].

In data 22 giugno 1998 è stato avviato il collocamento sul mercato della quarta tranche di azioni Eni mediante offerte pubbliche di vendita in Italia e negli Stati Uniti d'America e un'offerta istituzionale sui mercati nazionali e internazionali. L'offerta si è conclusa in data 26 giugno 1998 con il collocamento di n. 1.036.000.000 di azioni assegnate in data 7 luglio 1998. In data 27 luglio 1998 è stata esercitata dai collocatori la "green shoe" di 101.000.000 di azioni.

L'Assemblea straordinaria del 16 giugno 1998, ai sensi dell'art. 2443 del codice civile, ha conferito al Consiglio di amministrazione la delega per aumentare il capitale sociale, in un periodo di cinque anni, fino a un massimo di 22 miliardi di lire mediante emissione al valore nominale (1.000 lire) di 22 milioni di azioni, pari a circa lo 0,27% del capitale sociale. L'aumento sarà coperto annualmente mediante l'utilizzo di una specifica riserva costituita dall'Assemblea degli azionisti attribuendo parte dell'utile dell'esercizio, o della riserva disponibile e da reintegrare nei tre anni successivi. Per il 1997 sono stati attribuiti alla specifica riserva 1,7 miliardi di lire. In base alle azioni assegnate il capitale sociale è aumentato di 956 milioni di lire.

Secondo quanto previsto dall'art. 123, comma 4, del Testo Unico delle imposte sui redditi, la riserva di rivalutazione per conguaglio monetario iscritta dall'incorporata Agip SpA ai sensi della legge n. 72 del 19 marzo 1983 e dalla stessa imputata ad aumento del proprio capitale sociale per 352 miliardi di lire deve considerarsi trasferita per effetto dell'operazione di fusione nel capitale sociale dell'incorporante Eni SpA. Questo importo concorrerà alla formazione del reddito imponibile in caso di riduzione del capitale sociale.

Altre riserve

Le altre riserve riguardano:

- *riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/93:* 7.408 miliardi di lire. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni;
- *riserva disponibile:* 2.830 miliardi di lire, con un aumento di 1.579 miliardi di lire dovuto all'attribuzione deliberata dall'Assemblea degli azionisti del 16 giugno 1998 a valere sull'utile dell'esercizio 1997;
- *fondo investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/67:* 163 miliardi di lire. La riserva, ex Agip SpA ricostituita a seguito della fusione, accoglie gli utili di precedenti esercizi non assoggettati a Ilor perché destinati ad essere reinvestiti in attività di ricerca petrolifera. La ricostituzione è stata effettuata perché non essendo completato il reinvestimento, il diritto all'esenzione non è ancora definitivamente acquisito;
- *riserva da contributi in conto capitale art. 55 D.P.R. 917/86:* 63 miliardi di lire. Con tale unica riserva sono state ricostituite le riserve risultanti nel bilancio al 31 dicembre 1996 dell'ex Agip SpA: "Contributi a fondo perduto al 31.12.1992" per 27 milioni di lire, "Riserva facoltativa da contributi a fondo perduto disponibile" per 53.308 milioni di lire e "Riserva facoltativa da contributi a fondo perduto D.Lgs. 537/93" per 9.439 milioni di lire. La riserva così costituita accoglie i contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 55 del D.P.R. 917/86 succedutesi nel tempo. Tutta la riserva è disponibile per effetto dell'ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono;
- *conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985 e 41/1986:* 119 miliardi di lire, con un aumento di 18 miliardi di lire. Riguardano i rimborsi effettuati dal Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni SpA a contrarre mutui con la BEI (leggi nn. 730/83 e 41/86) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/95 (legge n. 749/85) con ammortamento a carico dello Stato;
- *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 169/83:* 37 miliardi di lire. La riserva, ex Agip SpA ricostituita a seguito della fusione, accoglie le plusvalenze in sospensione di imposta realizzate nel 1986 a fronte di cessione di partecipazioni.

Non vi sono limitazioni alla distribuzione delle riserve ai sensi dell'art. 2426, comma 1, n. 5, perché i costi di impianto e ampliamento e i costi di ricerca e sviluppo sono completamente ammortizzati.

(3) Al 31 dicembre 1998, sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti, oltre al Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto intervenute negli ultimi due esercizi

(miliardi di lire)

	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva disponibile	Conferimenti dello Stato leggi 730/83, 749/85 e 41/86	Riserva adeguamento patr. netto legge 292/93	Riserve ex Agip ricostituite	Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 1996	**7.999**	**128**	**1.225**	**85**	**7.671**			**2.070**	**19.178**
Distribuzione del dividendo 1996 (240 lire per azione)								(1.920)	(1.920)
Attribuzione utile residuo 1996		103	47					(150)	
Quote capitale e interessi rimborsate dal Ministero del tesoro ai sensi della legge n. 41/86				16					16
Ricostituzione riserve ex Agip					(263)	263			
Imposta sostitutiva della maggiorazione di conguaglio D.Lgs. n. 467/97			(21)						(21)
Utile dell'esercizio								4.022	4.022
Saldi al 31 dicembre 1997	**7.999**	**231**	**1.251**	**101**	**7.408**	**263**		**4.022**	**21.275**
Distribuzione del dividendo 1997 (280 lire per azione)								(2.240)	(2.240)
Attribuzione utile residuo 1997		201	1.579				2	(1.782)	
Aumento capitale sociale	1						(1)		
Quote capitale e interessi rimborsate dal Ministero del tesoro ai sensi della legge n. 41/86				18					18
Utile dell'esercizio								2.126	2.126
Saldi al 31 dicembre 1998	**8.000**	**432**	**2.830**	**119**	**7.408**	**263**	**1**	**2.126**	**21.179**

Rettifiche e accantonamenti effettuati al fine di ottenere benefici fiscali

(miliardi di lire)

	Effetto sul patrimonio netto		Effetto sul risultato economico	
	al lordo effetto fiscale latente	al netto effetto fiscale latente	al lordo effetto fiscale latente	al netto effetto fiscale latente
Immobilizzazioni immateriali	22	12	(9)	(5)
Immobilizzazioni materiali	1.620	952	(669)	(393)
Crediti finanziari	63	40	19	12
	1.705	**1.004**	**(659)**	**(386)**

Per la riserva da contributi in conto capitale art. 55 D.P.R. 917/86 (63 miliardi di lire) e la riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 169/83 (37 miliardi di lire), l'effetto fiscale latente ammonta a 37 miliardi di lire. L'aliquota applicata è del 41,25% (Irpeg e Irap) per gli ammortamenti eccedenti e del 37% per i crediti finanziari e le riserve.

Al 31 dicembre 1998 sono in essere accantonamenti non deducibili per 2.079 miliardi di lire, costituiti prevalentemente dal fondo smantellamento e ripristino siti (1.407 miliardi di lire), dal fondo copertura perdite (365 miliardi di lire) e da ammortamenti/svalutazioni tassati (241 miliardi di lire). Le imposte differite attive latenti, tenuto conto di quelle passive riferite essenzialmente a proventi su cessioni di beni a tassazione differita, ammontano a 802 miliardi di lire.

10) Fondi per rischi e oneri

(miliardi di lire)

	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Saldo finale
Fondo imposte	69			69
Altri fondi per rischi e oneri:				
- fondo smantellamento e ripristino siti	1.238	179	(10)	1.407
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	225	355	(215)	365
- fondo oscillazione cambi	1	4		5
- fondi diversi	14			14
	1.547	538	(225)	1.860

Fondo imposte

Per effetto della proroga dei termini di decadenza dell'azione di accertamento disposta dalla legge n. 448 del 23 dicembre 1998, salvo che per la controversia relativa al rimborso Irpeg chiesto per l'esercizio 1988, di cui alla nota n. 5, al 31 dicembre 1998 devono considerarsi definiti nei confronti dell'Eni SpA tutti gli esercizi sociali sino al 1991 ai fini delle imposte dirette e sino al 1992 ai fini Iva. Lo stesso vale per l'incorporata Agip SpA, con l'eccezione del contenzioso descritto alla nota n. 15 relativo alle imposte dirette dovute per gli esercizi 1989, 1990, 1991 e 1992. Il fondo imposte di 69 miliardi di lire, riveniente dall'incorporata, è destinato prevalentemente a fronteggiare le eventuali passività derivanti da quest'ultimo contenzioso.

Altri fondi per rischi e oneri

Il *fondo smantellamento e ripristino siti* di 1.407 miliardi di lire accoglie i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti.

Il *fondo copertura perdite di imprese partecipate* di 365 miliardi di lire accoglie gli accantonamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate. L'analisi delle variazioni dell'esercizio è la seguente:

(miliardi di lire)

Società	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Saldo finale
Enirisorse SpA	215	354	(215)	354
Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione)	10	1		11
	225	355	(215)	365

Il *fondo oscillazione cambi* ammonta a 4 miliardi di lire. L'esposizione netta attiva in valuta al 31 dicembre 1998, rappresentata quasi esclusivamente da dollari USA, ammonta a 655 miliardi di lire.

11) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 80 miliardi di lire diminuisce di 26 miliardi di lire a seguito, essenzialmente, dell'utilizzo di 44 miliardi di lire per le anticipazioni concesse ai dipendenti per l'acquisto di azioni Eni (fino a un massimo di n. 3.000 azioni per dipendente) in occasione del quarto collocamento sul mercato e di 8 miliardi di lire per il personale che ha lasciato la Società, parzialmente compensato dallo stanziamento di competenza dell'esercizio (31 miliardi di lire).

12) Debiti

(miliardi di lire)

	Valore al 31.12.1997				Valore al 31.12.1998			
	Esigibili entro l'esercizio	Esigibili oltre l'esercizio	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	Esigibili entro l'esercizio	Esigibili oltre l'esercizio	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni
Debiti finanziari:								
A breve termine:								
- banche	1.156		1.156		5		5	
- imprese controllate	551		551					
- altri finanziatori								
A lungo termine:								
- imprese controllate		1.300	1.300	200	300	600	900	150
- banche	330	817	1.147	81	374	447	821	61
- obbligazioni	10	1.020	1.030	1.000	10	1.010	1.020	
- altri finanziatori		42	42	42		46	46	46
	2.047	**3.179**	**5.226**	**1.323**	**689**	**2.103**	**2.792**	**257**
Acconti:								
Terzi:								
- per altri rapporti	31		31		13		13	
Imprese controllate:								
- per altri rapporti	6		6		7		7	
Imprese collegate:								
- per altri rapporti					3		3	
	37		**37**		**23**		**23**	
Debiti commerciali:								
Fornitori	463		463		420	1	421	
Imprese controllate	755	1	756		535	1	536	
Imprese collegate	10		10		1		1	
	1.228	**1**	**1.229**		**956**	**2**	**958**	
Debiti tributari:								
Royalties e altre								
Imposte e tasse	446		446		375		375	
	446		**446**		**375**		**375**	
Debiti diversi:								
Imprese controllate	408		408		450		450	
Imprese collegate	81		81		34		34	
Istituti di previd. e di sicur. soc.	38		38		38		38	
Altri	60		60		53		53	
	587		**587**		**575**		**575**	

Debiti finanziari a breve termine

I debiti finanziari a breve termine di 5 miliardi di lire diminuiscono di 1.702 miliardi di lire per effetto dei rimborsi. È in essere una linea di credito revolving per 1.300 miliardi di lire che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio di esercizio; l'Eni SpA ha rispettato le condizioni concordate. Al 31 dicembre 1998 la linea di credito, che scade il 23 dicembre 1999, non è stata utilizzata (al 31 dicembre 1997 era utilizzata per 1.150 miliardi di lire).

Il tasso medio di interesse sui debiti a breve termine in essere al 31 dicembre 1998 è del 6,2% (6,3% al 31 dicembre 1997).

Debiti finanziari a lungo termine

I debiti finanziari a lungo termine al 31 dicembre 1997 e 1998, comprese le quote a breve, sono indicati di seguito con le relative scadenze:

(miliardi di lire)

	Scadenza del debito	Valore al 31 dicembre		Scad.						
		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Oltre	Totale
Verso imprese controllate	2005	1.300	900	300			450		150	600
Verso banche:										
- mutui ordinari	2002	795	555	318	139	74	24			237
- mutui a tasso agevolato	2006	13	11	2	2	3	2	1	1	9
- mutui a tasso di cambio agevolato	2007	339	255	54	48	43	29	21	60	201
		1.147	**821**	**374**	**189**	**120**	**55**	**22**	**61**	**447**
Obbligazioni:										
- ordinarie	2003	1.030	1.020	10	10			1.000		1.010
Altri finanziatori		42	46						46	46
		3.519	**2.787**	**684**	**199**	**120**	**505**	**1.022**	**257**	**2.103**

I *debiti finanziari verso imprese controllate* di 900 miliardi di lire sono costituiti da debiti verso Enifin SpA.

I *debiti finanziari verso banche* ammontano a 821 miliardi di lire, con una diminuzione di 326 miliardi di lire per effetto dei rimborsi. I mutui ordinari comprendono finanziamenti per 455 miliardi di lire (in particolare dalla BEI) ottenuti dalla incorporata Agip SpA a fronte di progetti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e di ricerca ad alto contenuto tecnologico e prevedono, per 290 miliardi di lire, il mantenimento di determinati indici finanziari basati sui bilanci di esercizio e consolidato dell'Eni; tali indici sono stati rispettati. I mutui a tasso di cambio agevolato riguardano i finanziamenti concessi dalla BEI per i quali il rischio di cambio è assunto o dallo Stato italiano, in tutto o per la parte che eccede la banda di oscillazione del più o meno 5% rispetto al cambio storico, ai sensi delle leggi n. 876/73 e n. 956/77, o dalle imprese partecipate che sono state finanziate dall'Eni SpA alle medesime condizioni. Nella voce sono compresi i finanziamenti concessi dalla BEI a valere sulla legge n. 41 del 28 febbraio 1986 per 22 miliardi di lire che usufruiscono dell'intervento dello Stato che rimborsa l'Eni SpA delle somme corrisposte alla BEI per la sorte capitale e interessi. Le quote capitali scadute e gli interessi maturati sono iscritti tra i crediti verso il Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica con contropartita alla voce specifica del patrimonio netto per la quota capitale (gli interessi sono imputati al conto economico).

Le *obbligazioni* di 1.020 miliardi di lire, che diminuiscono di 10 miliardi di lire per i rimborsi, riguardano in particolare il prestito obbligazionario "1993 - 2003 a tasso variabile" di 1.000 miliardi di lire. Gli interessi hanno scadenza trimestrale; la quota capitale è rimborsabile in unica soluzione il 1° dicembre 2003. All'atto del rimborso sarà riconosciuta agli obbligazionisti una maggiorazione di 75 lire per ogni obbligazione di 1.000 lire. L'Eni SpA potrà esercitare la facoltà di rimborso anticipato al 1° dicembre 2000, con una maggiorazione di 60 lire; al 1° dicembre 2001, con una maggiorazione di 65 lire; al 1° dicembre 2002, con una maggiorazione di 70 lire. Per questo prestito obbligazionario, come indicato alla nota n. 15, è utilizzato uno strumento derivato del valore nominale di 400 miliardi di lire che trasforma il tasso di interesse variabile delle obbligazioni nel tasso di interesse variabile cui fa riferimento la gran parte della provvista dell'Eni SpA.

I *debiti verso altri finanziatori* di 46 miliardi di lire riguardano essenzialmente i debiti verso l'Unione Europea (23 miliardi di lire) per lo svolgimento di studi e ricerche nel campo degli idrocarburi. Questi finanziamenti sono a titolo gratuito fino all'esito della ricerca; se positivo i finanziamenti diventano onerosi, altrimenti sono convertiti in contributi a fondo perduto.

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a lungo termine in essere al 31 dicembre 1998 è del 3,94% (7,44% al 31 dicembre 1997).

Acconti
Gli acconti di 23 miliardi di lire riguardano essenzialmente gli anticipi ricevuti da contitolari di permessi e concessioni a fronte di contratti in joint venture in cui l'Eni SpA è operatore.

Debiti commerciali
I *debiti verso imprese controllate* di 536 miliardi di lire riguardano in particolare i debiti verso Agip Trading BV per acquisti di petrolio (273 miliardi di lire).

Debiti tributari
I debiti tributari di 375 miliardi di lire si analizzano come segue:

	(miliardi di lire)
Royalties su idrocarburi estratti	254
Ritenuta di acconto su dividendi pagati	50
Iva	35
Imposta sostitutiva sulla maggiorazione di conguaglio D.Lgs. n. 467/97	20
Ritenute Irpef su lavoro dipendente	16
	375

Debiti diversi
I *debiti verso imprese controllate* di 450 miliardi di lire riguardano essenzialmente l'anticipo Iva versato dall'Eni SpA per conto delle società comprese nell'Iva di Gruppo in relazione al disposto dell'art. 6 della legge n. 405/1990 (350 miliardi di lire) e debiti per partecipazioni sottoscritte da versare nei confronti dell'Enirisorse (70 miliardi di lire).

I *debiti verso imprese collegate* di 34 miliardi di lire sono costituiti essenzialmente da debiti verso la Serfactoring SpA.

13) Ratei e risconti passivi

		(miliardi di lire)
	Valore al 31.12.1997	**Valore al 31.12.1998**
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	57	48
Maggiorazione prestito obbligazionario 1993/2003	31	38
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	7	5
	95	**91**

I ratei e i risconti passivi a breve ammontano a 53 miliardi di lire (64 miliardi di lire al 31 dicembre 1997); i ratei passivi a lungo ammontano a 38 miliardi di lire (31 miliardi di lire al 31 dicembre 1997).

14) Garanzie

(miliardi di lire)

	Valore nominale al 31.12.1997	**Valore nominale al 31.12.1998**
Fidejussioni prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	3.283	3.102
- di imprese collegate	50	42
- di altri	4	7
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	60	34
- proprio per crediti ceduti	638	633
- proprio per crediti acquistati	158	169
	4.193	**3.987**

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate* per 3.102 miliardi di lire riguardano:

- per 1.247 miliardi di lire, le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Esplorazione e Produzione a effettuare investimenti per un livello minimo. L'effettivo impegno al 31 dicembre 1998 ammonta a 789 miliardi di lire;
- per 764 miliardi di lire, le garanzie concesse a favore della BEI riferite a finanziamenti erogati. L'effettivo impegno al 31 dicembre 1998 ammonta a 344 miliardi di lire;
- per 476 miliardi di lire, le garanzie concesse a favore di istituti di credito per finanziamenti a medio e lungo termine e per scoperti di conto corrente a fronte delle quali è stata ricevuta manleva da parte di imprese controllate per 12 miliardi di lire. L'effettivo impegno al 31 dicembre 1998 ammonta a 420 miliardi di lire;
- per 552 miliardi di lire, le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria per il rimborso Iva;
- per 55 miliardi di lire, le garanzie concesse a favore di terzi per la cessione da parte dell'Enirisorse SpA degli impianti di Marcianise e Paderno Dugnano e da parte della EniComunicazione SpA delle partecipazioni possedute nella Nuova Same SpA e nella Editrice il Giorno SpA;
- per 8 miliardi di lire, le garanzie concesse a favore del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato per anticipazioni.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate* per 42 miliardi di lire riguardano in particolare le fidejussioni prestate nell'interesse della Lukagip NV per i suoi impegni ad effettuare un livello minimo di investimenti di 39 miliardi di lire. L'effettiva esposizione al 31 dicembre 1998 è nulla perché gli impegni sono stati rispettati.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di altri* per 7 miliardi di lire riguardano in particolare le garanzie concesse a favore dell'IMI SpA, per finanziamenti a lungo termine nell'interesse della Nuovo Pignone SpA (2 miliardi di lire), e dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per il rimborso Iva nell'interesse della Montefibre SpA (2 miliardi di lire).

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate* per 34 miliardi di lire riguardano la responsabilità in solido dell'Eni SpA con le imprese controllate, prevista dall'art. 4 n. 30 della legge n. 608 del 28 novembre 1996, per le somme dovute agli Enti previdenziali.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio per crediti ceduti* per 633 miliardi di lire riguardano, per 416 miliardi di lire, la responsabilità dell'Eni SpA verso la Snam SpA per la cessione del credito Irpeg 1996 e per 217 miliardi di lire la garanzia relativa ai crediti ceduti pro-solvendo alla BEI. Per quest'ultima l'effettivo impegno al 31 dicembre 1998 ammonta a 17 miliardi di lire.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio per crediti acquistati* per 169 miliardi di lire riguardano la responsabilità in solido dell'Eni SpA, in base alla legge n. 549/95, nei confronti dell'Amministrazione finanziaria dello Stato derivante dall'acquisto dall'EniChem SpA e Combustibili Nucleari del credito Irpeg e Ilor 1996 e dalla Snamprogetti SpA ed Enirisorse SpA del credito Irpeg 1997.

15) Altri conti d'ordine

(miliardi di lire)

	Valore al 31.12.1997	**Valore al 31.12.1998**
Impegni:		
Locazioni finanziarie	328	318
Contratti derivati di copertura:		
- su interessi	700	700
- di acquisto valuta	10	3
- di vendita valuta	10	3
Acquisto beni di investimento		10
Vendita beni di investimento	149	
Altri	232	425
	1.429	**1.459**

Gli *impegni per locazioni finanziarie* di 318 miliardi di lire riguardano il valore dei canoni da pagare nonché i valori di riscatto dei beni ricevuti in leasing riguardanti in particolare (265 miliardi di lire) il contratto stipulato con la Serleasing SpA nel 1996 per la locazione finanziaria di due palazzi uffici in corso di costruzione in San Donato Milanese. La Serleasing SpA è stata manlevata per qualsiasi onere le dovesse derivare dal contratto preliminare o dal rogito definitivo di acquisto dei costruendi palazzi uffici. Il pagamento dei canoni decorrerà dal momento della consegna dell'immobile prevista per il 1999. L'iscrizione in bilancio dei beni condotti in locazione finanziaria sulla base del metodo finanziario, anziché del metodo patrimoniale, avrebbe avuto i seguenti effetti:

- nel conto economico, in sostituzione dei canoni di locazione (pari a 2 miliardi di lire), si sarebbero iscritti ammortamenti e oneri finanziari per 3 miliardi di lire, con una riduzione lorda del risultato di esercizio di 1 miliardo di lire;
- nello stato patrimoniale, si sarebbero iscritti beni per 221 miliardi di lire, al netto degli ammortamenti, e l'iscrizione di un debito finanziario per 220 miliardi di lire con un aumento del patrimonio netto, al lordo dell'effetto fiscale, di 1 miliardo di lire.

Gli *impegni per contratti derivati di copertura* riguardano strumenti finanziari derivati posti in essere prevalentemente per ridurre l'esposizione ai rischi sui tassi di interesse. L'Eni SpA non detiene strumenti finanziari destinati alla negoziazione.

I valori nominali dei contratti derivati, riepilogati successivamente, non rappresentano gli ammontari scambiati tra le parti e pertanto non costituiscono una misura dell'esposizione al rischio di credito che è limitata al valore di mercato positivo dei contratti a fine esercizio. Sebbene vi sia un rischio di credito nell'eventualità di inadempienza delle controparti dei contratti derivati, non si prevede che possano verificarsi tali inadempienze in virtù della loro solida situazione finanziaria.

Gestione del rischio dei tassi di interesse

(miliardi di lire)

	Valore nominale al 31.12.1997	**Valore nominale al 31.12.1998**
Interest rate swaps	700	700

Gli interest rate swaps sono stipulati per modificare le esposizioni dei tassi di interesse. Relativamente a tali contratti è stato concordato di scambiare con le controparti, a scadenze determinate, la differenza tra tasso fisso e variabile, o tra due tassi variabili, calcolata su un valore nominale di riferimento.

La successiva tabella riporta in sintesi i dati rilevanti riferiti agli interest rate swaps in essere a fine esercizio. I tassi medi variabili sono basati sui tassi alla fine dell'esercizio e possono subire modifiche che potrebbero influenzare i futuri flussi finanziari.

	31.12.1997	31.12.1998
Acquistare tasso variabile/Vendere tasso fisso:		
- valore nominale (miliardi di lire)	300	300
- tasso medio acquistato	6,59	4,80
- tasso medio venduto	6,43	6,43
- scadenza media ponderata (anni)	1,03	0,01
Acquistare tasso variabile/Vendere tasso variabile:		
- valore nominale (miliardi di lire)	400	400
- tasso medio acquistato	6,14	4,32
- tasso medio venduto	6,51	4,01
- scadenza media ponderata (anni)	3,98	2,97

Gestione del rischio di cambio

Al 31 dicembre 1998 sono in essere operazioni di interest currency swaps per un valore nominale, convertito al cambio corrente alla fine dell'esercizio, di 7 miliardi di lire. Questi contratti, che prevedono lo scambio di due valute e della differenza tra tasso fisso e tasso variabile, hanno una durata residua di 6 mesi.

Gli impegni per *acquisto di beni di investimento* per 10 miliardi di lire derivano dalla firma di un preliminare di compravendita relativo all'acquisto di un ramo di azienda (comprensivo di quote di concessione e permessi di ricerca petroliferi) dalla Lasmo Italia Sud SpA.

Gli *altri impegni* di 425 miliardi di lire riguardano essenzialmente:

- l'impegno massimo ad oggi prevedibile di 290 miliardi di lire derivante 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. Il protocollo di intenti prevede un impegno economico, assunto anche per conto del partner Enterprise SpA, quantificabile in quota Eni in 223 miliardi di lire per una serie di interventi congiunti, che saranno regolati da specifici accordi, tra i quali: (i) attività di compensazione e di monitoraggio ambientale; (ii) realizzazione di programmi regionali destinati a promuovere lo sviluppo sostenibile; (iii) completamento delle reti di distribuzione del metano in Basilicata; (iv) sostegno della formazione manageriale. Il protocollo di intenti prevede altresì un'anticipazione finanziaria su royalties future di 67 miliardi di lire;
- la manleva rilasciata a favore dell'EniChem SpA per gli impegni assunti dalla stessa verso la società acquirente per tutte le obbligazioni nascenti dai contratti di cessione dei rami di azienda "Fertilizzanti" e "Terni Industrie Chimiche" dell'Agricoltura SpA in liquidazione (65 miliardi di lire). L'effettivo impegno al 31 dicembre 1998 ammonta a 55 miliardi di lire;
- l'impegno assunto con la società T.M.F. SpA, nell'ambito dell'acquisizione della concessione in cui è situato il giacimento di Bonaccia, di corrispondere un importo valutabile al 31 dicembre 1998 in 64 miliardi di lire, in un periodo non superiore a 15 anni determinato sulla base di un quantitativo pari al 5% della produzione annua, con un minimo di 25 milioni di metri cubi di gas.

Impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale

Gli impegni non risultanti dallo stato patrimoniale sono i seguenti:

- le garanzie rilasciate alla Treno Alta Velocità (TAV) ai sensi dell'art. 10.4 della convenzione firmata in data 15 ottobre 1991 tra la TAV stessa, l'Eni SpA e i Consorzi Cepav Uno e Cepav Due - con la quale "l'Eni garantisce a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella presente convenzione e nell'Atto Integrativo ed in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione"-; ciò perché, oltre a non essere oggettivamente quantificabili, sono controgarantite da apposite garanzie che dovranno essere rilasciate dalle imprese partecipanti ai consorzi e godono della garanzia rilasciata dal Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica con proprio decreto del 23 marzo 1994, n. 192 che ha esteso all'Eni SpA la garanzia già rilasciata all'I.R.I. SpA "per le fidejussioni rilasciate o da rilasciare a favore della TAV". Peraltro, l'Atto Integrativo delle convenzioni non è stato ancora firmato;

- la garanzia rilasciata nel 1994 a favore della Sace nell'interesse della Snam SpA per il perfezionamento degli accordi con la società G.V.P. Gazexport per l'importazione di gas naturale perché l'impegno non è quantificabile. L'impegno verso la Sace è comunque controgarantito da lettera di manleva della Snam SpA;
- le garanzie contrattuali, perché non quantificabili, rilasciate a favore degli acquirenti delle partecipazioni:
  - nella Nuovo Pignone SpA, a fronte di eventuali sopravvenienze passive intervenute successivamente alla vendita;
  - nella Parmec SpA in liquidazione (acquistata dall'Enirisorse SpA), a fronte dell'eventuale differenza tra il prezzo di vendita e il minor valore del patrimonio netto risultante dal bilancio finale di liquidazione;
  - nell'Agricoltura SpA in liquidazione (acquistata dall'EniChem SpA) a fronte delle somme che si rendessero necessarie per garantire il completamento della liquidazione;
- le Parent Company Guarantee rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatarie di appalti perché non è quantificabile l'impegno dell'Eni SpA in caso di inadempienza dell'obbligazione contrattuale consistente nell'obbligo di fare. A fronte delle stesse, l'Eni SpA ha ricevuto manleve dalle imprese che la tengono indenne da ogni responsabilità che possa derivare dalle loro prestazioni.

Contenziosi

Nel dicembre 1997 e nell'aprile 1998 sono stati notificati all'incorporata Agip SpA (ora Eni SpA), ai fini delle imposte sul reddito dovute per l'esercizio 1991 e per l'esercizio 1992, due avvisi di accertamento che rettificano il reddito dichiarato recuperando a tassazione, rispettivamente, la somma di 86 miliardi di lire e di 38 miliardi di lire diminuendo e aumentando i prezzi di alcune partite di petrolio, rispettivamente acquistate e vendute nell'ambito del Gruppo. Le contestazioni, tempestivamente opposte dalla Società, sono qualitativamente le stesse di quelle notificate per gli esercizi 1989 e 1990; per l'importo complessivo di 254 miliardi di lire, giudicate entrambe infondate dalla Commissione Tributaria Provinciale di Milano con due sentenze, la prima del 18 febbraio 1997 e la seconda del 18 marzo 1998. L'avviso del dicembre 1997 contiene, inoltre, una seconda rettifica del reddito dichiarato contestando ai soli fini Ilor la deducibilità del prezzo, pari a 476 miliardi di lire, corrisposto all'Eni SpA per l'acquisto di un diritto d'usufrutto su titoli azionari. Anche questa rettifica è stata tempestivamente contestata dalla Società in quanto per analoghe operazioni, sempre fra società del Gruppo, lo stesso rilievo è già stato riconosciuto infondato dagli organi della Giustizia Tributaria, soprattutto in considerazione della norma interpretativa contenuta nell'articolo 18 della legge n. 549 del 1995.

Regolamentazione ambientale

Le normative in materia ambientale hanno un impatto notevole sulle attività della Società. Rischi di costi e responsabilità sono insiti ad alcune delle attività e ad alcuni prodotti della Società, così come accade alle altre imprese impegnate nello stesso settore. Non può essere escluso con certezza che la Società possa incorrere in costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti. Sebbene la Società attualmente non ritenga di subire effetti negativi particolarmente rilevanti a seguito dell'adeguamento alla normativa ambientale - anche tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate a copertura dei rischi ambientali - non vi può essere la certezza che ciò si verifichi, perché 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 possibili effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iii) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (iv) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti; (v) i possibili indennizzi assicurativi.

16) Valore della produzione

Il valore della produzione di 9.287 miliardi di lire si analizza come segue:

(miliardi di lire)

	1997	1998
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	11.671	8.948
Variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	18	(60)
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	..	(6)
Incremento di immobilizzazioni per lavori interni	260	251
Altri ricavi e proventi	190	154
	12.139	**9.287**

I *ricavi delle vendite e delle prestazioni* di 8.948 miliardi di lire si analizzano come segue:

(miliardi di lire)

	1997	1998	Variazione
Gas naturale	3.287	2.788	(499)
Greggi e condensati di produzione Italia	1.105	672	(433)
	4.392	**3.460**	**(932)**
Compensi per servizi di stoccaggio e modulazione	820	826	6
Prestazioni di servizi e vendite di altri prodotti petroliferi e materiali diversi	502	552	50
	5.714	**4.838**	**(876)**
Commercializzazione di greggi e condensati d'acquisto	5.957	4.110	(1.847)
	11.671	**8.948**	**(2.723)**

Le prestazioni di servizi riguardano essenzialmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate (303 miliardi di lire) e le prestazioni fatturate ai partners per attività in joint venture (148 miliardi di lire).

La *variazione in diminuzione delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti* di 60 miliardi di lire è connessa essenzialmente al decremento delle quantità di gas naturale in rimanenza nei campi di stoccaggio.

Gli *incrementi di immobilizzazioni per lavori interni* di 251 miliardi di lire riguardano i costi relativi agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali. L'analisi per natura è la seguente:

(miliardi di lire)

	Costi per prestazioni e altri costi	Lavoro	Ammortamenti	Oneri finanziari	Totale
Immobilizzazioni immateriali:					
Costi di ricerca e sviluppo	42	51	4		97
Diritti di brevetto e opere dell'ingegno	2	3			5
Immobilizzazioni in corso	1	3			4
	45	**57**	**4**		**106**
Immobilizzazioni materiali:					
Impianti e macchinario	35	18	1		54
Immobilizzazioni in corso	51	29	1	10	91
	86	**47**	**2**	**10**	**145**
	131	**104**	**6**	**10**	**251**

Gli *altri ricavi e proventi* di 154 miliardi di lire riguardano essenzialmente:

- proventi relativi ai rapporti con il personale (43 miliardi di lire), costituiti essenzialmente dal rimborso dei costi relativi al personale a ruolo comandato presso imprese partecipate e presso terzi nonché dagli emolumenti per cariche sociali ricoperte dai dipendenti;
- ricavi per addebiti per progetti di ricerca alle imprese controllate che hanno aderito alla Convenzione per il finanziamento della ricerca scientifica (36 miliardi di lire);
- addebiti effettuati alle società controllate per costi sostenuti nel loro interesse (22 miliardi di lire);
- rimborsi assicurativi (13 miliardi di lire);
- contributi in conto capitale resisi disponibili per effetto dell'ammortamento dei beni cui si riferiscono (13 miliardi di lire);
- plusvalenze da alienazione di immobilizzazioni materiali (10 miliardi di lire).

17) Costi della produzione

I *costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci* di 4.281 miliardi di lire riguardano costi sostenuti per:

(miliardi di lire)

	1997	1998
Acquisti di petrolio	5.865	4.046
Acquisti di materiali	780	364
Acquisti di altri prodotti petroliferi	86	51
Acquisti di gas naturale	52	27
Acquisti per investimenti	(541)	(207)
	6.242	**4.281**

I *costi per servizi* di 840 miliardi di lire riguardano:

(miliardi di lire)

	1997	1998
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazione	759	840
Prestazioni professionali	120	145
Manutenzioni	79	97
Viaggi, missioni e altri	52	66
Ricerca scientifica e tecnologica Corporate	70	64
Progettazione e direzione lavori	72	61
Pubblicità, promozione e attività di communicazione	34	35
Assicurazioni	35	30
Postali, telefoniche e ponti radio	47	25
Servizi bancari	3	23
Trasporti e movimentazioni	26	21
Prestazioni di personale ricevuto in comando	19	21
Altri	143	149
	1.459	**1.577**
Servizi per investimenti	(646)	(737)
	813	**840**

Le prestazioni professionali di 145 miliardi di lire aumentano di 25 miliardi di lire per effetto essenzialmente dei costi inerenti i processi di razionalizzazione e riorganizzazione nell'ambito del Gruppo (15 miliardi di lire), parzialmente addebitati a società controllate in relazione al loro interesse ai progetti stessi.

I costi della ricerca scientifica e tecnologica Corporate di 64 miliardi di lire sono connessi ai progetti di ricerca svolti dalle imprese partecipate con il concorso dell'Eni SpA e delle imprese che hanno aderito alla Convenzione per il finanziamento della ricerca scientifica per i progetti approvati fino al 1997 e con il solo concorso dell'Eni SpA per i progetti approvati dal nuovo programma di incentivazione della ricerca iniziato nel 1998. I costi della ricerca scientifica e tecnologica della Divisione Agip (69 miliardi di lire) sono rilevati "per natura" nelle voci del conto economico interessate.

Le spese postali, telefoniche e ponti radio di 25 miliardi di lire diminuiscono di 22 miliardi di lire per effetto essenzialmente del venir meno del canone dei ponti radio (addebitato in parte alle società del Gruppo) perché a partire dal 1998 l'attività di telecomunicazione è svolta dall'Albacom SpA.

I servizi bancari di 23 miliardi di lire aumentano di 20 miliardi di lire per effetto essenzialmente delle commissioni dovute per la cessione di azioni Saipem (16 miliardi di lire).

I *costi per godimento di beni di terzi* di 390 miliardi di lire riguardano:

(miliardi di lire)

	1997	1998
Royalties su prodotti estratti	257	175
Noleggi e locazioni	136	214
Canoni di leasing	12	10
Canoni e licenze d'uso	8	11
Altri	1	3
	414	**413**
Costi per godimento di beni terzi per investimenti	(24)	(23)
	390	**390**

La diminuzione delle royalties di 82 miliardi di lire è connessa alla flessione del valore della produzione a seguito della riduzione del prezzo degli idrocarburi.

L'aumento dei noleggi e locazioni di 78 miliardi di lire è connesso essenzialmente al noleggio di un sistema di perforazione e produzione galleggiante per il giacimento Aquila.

I *costi per il personale* di 610 miliardi di lire riguardano:

(miliardi di lire)

	1997	1998
Salari e stipendi	442	445
Oneri sociali	145	134
Trattamento di fine rapporto	30	31
Altri costi	16	
	633	**610**

A seguito della istituzione dell'Irap e della emanazione da parte del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri del documento n. 1 1 della serie "Interpretazioni", gli altri costi del personale sono stati rilevati nell'esercizio 1998 nei costi per materie di consumo e per servizi.

Gli *ammortamenti e le svalutazioni* di 2.284 miliardi di lire riguardano:

- gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali per 418 miliardi di lire, di cui 9 miliardi di lire eccedenti le aliquote economico-tecniche;
- gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali per 1.691 miliardi di lire, come segue:

(miliardi di lire)

	1997	1998
Ammortamenti economico-tecnici	835	887
Ammortamenti eccedenti	662	625
Ammortamenti anticipati	214	179
	1.711	**1.691**

Gli ammortamenti eccedenti vengono calcolati a integrazione dell'ammortamento economico-tecnico utilizzando le aliquote massime ordinarie previste dal D.M. 29 ottobre 1974 e successive integrazioni per i beni entrati in esercizio fino al 1988 e dal D.M. del 31 dicembre 1988 per i beni entrati in esercizio dal 1989;

- la svalutazione delle immobilizzazioni materiali di 137 miliardi di lire riguarda l'adeguamento del valore dei pozzi e degli impianti alla residua possibilità di utilizzazione;
- le svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante per 38 miliardi di lire riguarda l'accantonamento al fondo svalutazione crediti verso l'Amministrazione finanziaria (v. nota 5).

La *variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo* di 14 miliardi di lire riguarda il decremento della quantità di materiali a scorta.

Gli *altri accantonamenti* di 179 miliardi di lire riguardano l'accantonamento al fondo smantellamento e ripristino siti.

Gli *oneri diversi di gestione* di 58 miliardi di lire riguardano essenzialmente le radiazioni dei pozzi risultati sterili o incidentati (11 miliardi di lire), l'Iva indetraibile, 3° comma art. 19 legge Iva (6 miliardi di lire), erogazioni liberali (6 miliardi di lire), perdite su crediti di imposta risalenti a anni anteriori al 1980, acquisiti per l'incorporazione dell'Agip SpA, per i quali il recupero risulta non prevedibile (6 miliardi di lire, di cui 2 riferiti a interessi maturati) e le radiazioni di impianti e macchinario (6 miliardi di lire).

18) Proventi e oneri finanziari

Proventi da partecipazioni

(miliardi di lire)

	1997			1998	
	Div.	Cred. Imp.	Prov.	**Div.**	**Cred. Imp.**
Snam SpA	1.354	762		1.352	794
Agip Production BV				596	
Agip International BV	393			334	
AgipPetroli SpA				284	167
Eni International Holding BV	353			215	
Italiana Petroli SpA	43	24		66	38
Snamprogetti SpA	65	36		65	38
Saipem SpA	20	11	92	9	5
Sofid SpA	23	13		8	5
Società Petrolifera Italiana SpA	9	5		6	3
Norsea Pipeline Ltd	5	1		5	1
Padana Assicurazioni SpA				3	2
Somicem SpA	20	11		2	1
EniData SpA				1	1
Agip SpA	1.875	1.055			
EniChem SpA	143	80			
Nuovo Pignone SpA	21	12			
Eurodif SA	1		4		
Agip (Africa) Ltd			74		
Enifin SpA			23		
Agip (Overseas) Ltd (in liquidazione)			7		
Altre	2	1	1		
Utilizzo per Irpeg di competenza		(2.011)			(1.034)
	4.327	**0**	**201**	**2.946**	**21**

Altri proventi finanziari

(miliardi di lire)

	1997	**1998**
Interessi da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono immobilizzazioni	69	64
Interessi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	73	50
Proventi diversi dai precedenti:		
- differenze attive di cambio	156	137
- interessi su crediti di imposta	106	97
- interessi su crediti iscritti nell'attivo circolante	21	35
- interessi su depositi e c/c	30	28
- commissioni per servizi finanziari	7	6
- altri	7	5
	469	**422**

Gli interessi da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono immobilizzazioni di 64 miliardi di lire diminuiscono di 5 miliardi di lire per effetto della vendita all'Enifin SpA nell'ultimo trimestre dell'anno di CCT 1994/1999 9,50% per 421 miliardi di lire.

Le differenze attive di cambio di 137 miliardi di lire derivano essenzialmente dall'attività di commercializzazione di petrolio e condensati d'acquisto. Il provento trova contropartita ideale negli oneri per differenze cambio.

Gli interessi su crediti di imposta di 97 miliardi di lire diminuiscono di 9 miliardi di lire per effetto essenzialmente dei rimborsi ricevuti nel settembre 1997.

Gli interessi su crediti iscritti nell'attivo circolante di 35 miliardi di lire e su depositi e conti correnti di 28 miliardi di lire riguardano essenzialmente i rapporti di credito con l'Enifin SpA.

Interessi e altri oneri finanziari

(miliardi di lire)

	1997	1998
Accantonamenti al fondo copertura perdite e perdite su partecipazioni	349	586
Differenze passive di cambio	156	134
Interessi e altri oneri verso banche	148	82
Interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate	148	83
Interessi e altri oneri su debiti obbligazionari	85	66
Altri interessi e oneri finanziari	14	10
	900	961

Gli accantonamenti al fondo copertura perdite e le perdite su partecipazioni di 586 miliardi di lire si analizzano come segue:

(miliardi di lire)

	1997	1998
Enirisorse SpA	221	585
Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione)	4	1
Agricoltura SpA (in liquidazione)	124	
	349	586

Le differenze passive di cambio di 134 miliardi di lire riguardano essenzialmente i rapporti commerciali relativi all'attività di commercializzazione di petrolio e condensati d'acquisto. L'onere trova contropartita ideale nei proventi per differenze di cambio.

Gli interessi e altri oneri verso banche di 82 miliardi di lire e verso imprese finanziarie controllate di 83 miliardi di lire diminuiscono, rispettivamente, di 66 e 65 miliardi di lire per effetto della riduzione dell'indebitamento e dei tassi di interesse.

Gli interessi e altri oneri su debiti obbligazionari di 66 miliardi di lire diminuiscono di 19 miliardi di lire per effetto essenzialmente della riduzione dei tassi di interesse. Gli altri oneri su debiti obbligazionari (8 miliardi di lire) riguardano principalmente la quota di competenza dell'esercizio della maggiorazione dovuta alla scadenza del prestito obbligazionario 1993/2003 (7 miliardi di lire).

Gli interessi passivi comprendono oneri su finanziamenti di scopo imputati alle immobilizzazioni materiali per 10 miliardi di lire.

19) Rettifiche di valore di attività finanziarie

Le *rivalutazioni di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni* di 19 miliardi di lire riguardano l'utilizzo del fondo svalutazione crediti connesso alla riduzione dei crediti finanziari che ha reso esuberante parte del fondo costituito in esercizi precedenti ai sensi dell'art. 71 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

Le *svalutazioni delle partecipazioni* di 1.025 miliardi di lire si analizzano come segue:

		(miliardi di lire)
	1997	1998
Agip Exploration BV	324	814
Enirisorse SpA	100	200
EniComunicazione SpA	12	5
Eurosolare SpA	5	3
EniTecnologie SpA	3	
EniSud SpA	1	2
Tecnomare SpA	1	
Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA		1
	446	**1.025**

20) Proventi straordinari

I proventi straordinari di 168 miliardi di lire riguardano:

- il credito iscritto nei confronti dell'Enirisorse di 152 miliardi di lire per la restituzione della ricapitalizzazione effettuata dall'Eni SpA nel 1997 (133 miliardi di lire maggiorata degli interessi al 31 dicembre 1998 di 19 miliardi di lire) ritenuta dalla Commissione Europea, con decisione del 25 novembre 1998, "aiuto di Stato incompatibile" ai sensi dell'art. 92 del trattato UE. Il provento trova contropartita nella svalutazione della partecipazione nella Enirisorse SpA che ha iscritto nel bilancio 1998 il corrispondente onere;
- le somme incassate per il risarcimento dei danni subiti dall'Eni SpA in conseguenza di illeciti commessi ai suoi danni (16 miliardi di lire).

21) Imposte sul reddito dell'esercizio

		(miliardi di lire)
	1997	1998
Imposte correnti:		
- Irpeg (1)	2.571	1.034
- Irap		72
- Ilor	203	
	2.774	**1.106**

(1) A fronte dell'Irpeg dovuta sono stati utilizzati crediti di imposta su dividendi per 2.011 miliardi di lire nel 1997 e 1.034 miliardi di lire nel 1998.

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è stata del 34% (41% nell'esercizio 1997).

L'aliquota teorica determinata sulla base della configurazione del reddito imponibile della Società ai fini Irpeg e Irap è pari al 39%; la differenza tra l'aliquota teorica e quella effettiva è dovuta essenzialmente a dividendi rivenienti da società estere residenti nella UE non soggetti a tassazione a norma dell'art. 96 bis T.U. i cui effetti (circa 12 punti percentuali) sono parzialmente compensati da accantonamenti non deducibili (circa 7 punti percentuali).

22) Informazioni per settori di attività e per area geografica

Le informazioni per settori di attività e per area geografica di localizzazione non sono fornite in quanto l'attività svolta dell'Eni SpA riguarda essenzialmente la ricerca, la produzione e la commercializzazione di idrocarburi che viene esercitata quasi esclusivamente in Italia.

La ripartizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica di destinazione è la seguente:

(miliardi di lire)

	1997	1998
Italia	7.262	5.877
Resto dell'Unione Europea	1.069	679
Resto dell'Europa	972	744
Africa	177	226
Americhe	1.258	959
Asia	933	463
	11.671	**8.948**

23) Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, la Società utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Questi strumenti riguardano sia passività iscritte sia contratti relativi essenzialmente a rischi fuori bilancio.

Il valore di mercato dei debiti finanziari esigibili oltre l'esercizio successivo, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

(miliardi di lire)

	31.12.1997		31.12.1998	
	Valore contabile	Valore di mercato	**Valore contabile**	**Valore di mercato**
Debiti finanziari esigibili oltre l'esercizio successivo e relative quote a breve	781	682	663	619

Il valore di mercato dei contratti derivati riflette l'ammontare stimato da pagare o ricevere per porre termine al contratto alla data di chiusura dell'esercizio includendo, quindi, gli utili o le perdite non realizzati relativi ai contratti ancora aperti. Per stimare il valore di mercato dei contratti derivati sono stati utilizzati adeguati modelli di pricing.

(miliardi di lire)

	Valore di mercato al 31.12.1997	**Valore di mercato al 31.12.1998**
Contratti derivati su interesse:		
- passività	20	17

24) Numero dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti in servizio, calcolato come semisomma del numero dei dipendenti per categoria contrattuale alla fine degli esercizi 1997 e 1998, è il seguente:

	1997	1998
Dirigenti	311	324
Quadri	1.411	1.502
Impiegati	3.432	3.331
Operai	1.095	1.040
	6.249	**6.197**

25) Ammontare dei compensi agli amministratori, ai sindaci e al direttore generale

I compensi corrisposti dalla Società e dalle sue controllate agli amministratori, ai sindaci e al direttore generale, ai sensi dell'art. 32 della deliberazione Consob n. 11520 del 1° luglio 1998, sono riportati nominativamente nella tabella seguente; sono incluse tutte le persone che nel corso dell'esercizio 1998 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

(milioni di lire)

Soggetto	Descrizione carica				
Cognome e nome	Carica ricoperta	Durata della carica (in mesi)	Emolumenti per la carica	Bonus e altri incentivi	Altri compensi
Consiglio di amministrazione:					
Moscato Guglielmo	Presidente	12	1.066		
Bernabè Franco	Amministratore delegato	11	1.481	1.279 (1)	
Mincato Vittorio	Amministratore delegato	1	81		821 (2)
Cattaneo Mario	Consigliere	11	96		
Colombo Umberto	Consigliere	11	96		
Costi Renzo	Consigliere	12	105		
Draghi Mario	Consigliere	12	102		
Pastorino Davide	Consigliere	12	105		20 (3)
Sapelli Giulio	Consigliere	11	96		
Uckmar Victor	Consigliere	12	105		
Collegio sindacale:					
Monorchio Andrea	Presidente	12	128		
Duodo Filippo	Sindaco effettivo	6	48		10 (4)
Sanchini Aldo	Sindaco effettivo	6	48		
Sica Mario	Sindaco effettivo	12	90		60 (5)
Zanda Gianfranco	Sindaco effettivo	12	90		
Direttore generale:					
Sgubini Luciano		12	939		

(1) Compenso corrisposto in sede di risoluzione del rapporto di lavoro.

(2) Compenso per la carica di Presidente EniChem SpA dal 1° gennaio 1998 alla data di nomina ad Amministratore delegato (19 novembre 1998).

(3) Compenso per la carica di Consigliere di amministrazione nella Italiana Petroli SpA.

(4) Compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA.

(5) Compenso per la carica di Presidente del Collegio sindacale della Snam SpA.

Gli emolumenti del Presidente e degli Amministratori delegati corrispondono alla retribuzione dovuta in dipendenza del rapporto di lavoro.

26) Azioni gratuite Eni attribuite agli amministratori e al direttore generale

Le azioni gratuite attribuite agli amministratori dipendenti dell'Eni SpA e al direttore generale, ai sensi dell'art. 32 della deliberazione Consob n. 11520 del 1° luglio 1998, sono riportate nominativamente nella tabella seguente; sono inclusi tutti i dipendenti che nel corso dell'esercizio 1998 hanno ricoperto le cariche di amministratore o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Cognome e Nome	Numero azioni gratuite assegnate	Valore di assegnazione (1)
Moscato Guglielmo	21.000	9.866
Bernabè Franco	23.000	9.866
Mincato Vittorio	16.000	9.866
Sgubini Luciano	14.000	9.866

(1) Il valore corrisponde alla media aritmetica dei prezzi rilevati nel mese precedente l'assegnazione (dal 25 agosto al 25 settembre 1998).

Il Consiglio di amministrazione della Società, per riconoscere e incoraggiare ulteriormente la partecipazione dei dirigenti dell'Eni SpA e delle imprese controllate al miglioramento continuo dei risultati e alla creazione di valore per gli azionisti, ha definito un Piano quadriennale di incentivazione (1998/2001) legato al conseguimento degli obiettivi aziendali e individuali dei dirigenti. Il Piano prevede l'assegnazione gratuita di azioni Eni emesse ai sensi dell'art. 2349 del codice civile ai dirigenti che raggiungono gli obiettivi prefissati. Per il 1998 sono stati interessati circa 280 dirigenti che occupano le posizioni di maggior rilievo nell'ambito della struttura organizzativa; dal secondo anno saranno interessati tutti i dirigenti del Gruppo. Nel 1998 sono state assegnate complessivamente 956.000 azioni, pari a circa lo 0,012% del capitale sociale.

Le azioni sono gravate da vincolo di intrasferibilità per un periodo di tre anni dalla data di emissione. Il vincolo decade in caso di risoluzione consensuale del rapporto di lavoro in dipendenza del conseguimento da parte dell'assegnatario del trattamento pensionistico o in caso di successione "mortis causa". Il vincolo si prolunga a cinque anni in caso di risoluzione del rapporto di lavoro per dimissioni dell'assegnatario.

27) Utile per azione

L'utile per azione, che ammonta a 503 lire e a 266 lire rispettivamente per gli esercizi 1997 e 1998, è determinato dividendo l'utile dell'esercizio per il numero medio delle azioni dell'Eni SpA in circolazione durante l'esercizio. Nell'esercizio 1997 il numero delle azioni in circolazione è stato di 7.999.205.453; nell'esercizio 1998 il numero delle azioni in circolazione è stato di 7.999.205.453 dal 1° gennaio al 21 settembre e di 8.000.161.453 dal 22 settembre al 31 dicembre a seguito dell'emissione di azioni assegnate gratuitamente a dirigenti nell'ambito del piano di incentivazione. Il numero medio delle azioni in circolazione nell'esercizio 1998 è stato di 7.999.469.990.

28) Rapporti con parti correlate

I rapporti con le parti correlate sono illustrati nelle Altre informazioni della "Relazione sulla gestione".

BILANCIO CONSOLIDATO

PAGINA BIANCA

PROFILO DELL'ANNO

■ Nonostante lo scenario particolarmente sfavorevole, è proseguita la creazione di valore per gli azionisti mantenendo la redditività del capitale su livelli elevati (10,7%), grazie al forte grado di integrazione delle attività, all'incremento dei volumi venduti e alle azioni di razionalizzazione e di dismissione effettuate

■ Il successo dell'attività esplorativa ha consentito di aumentare del 3,6% le riserve certe di idrocarburi che raggiungono a fine anno il volume record di 5.255 milioni di barili di petrolio equivalente ("boe"); anche la produzione di idrocarburi realizzata nell'anno (1.038.000 boe/giorno) rappresenta un nuovo record

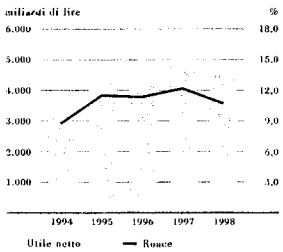
■ La stipula, insieme alla Elf, dell'accordo con la National Iranian Oil Company per il potenziamento del campo a olio "giant" di Dorood permette l'ingresso in un'area ad alto potenziale e a bassi costi di produzione

■ L'accordo raggiunto con la Regione Basilicata sullo sviluppo dei giacimenti in Val d'Agri consente di intensificare l'attività in un'area tra le più promettenti d'Europa

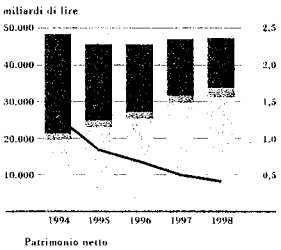
■ Il memorandum di intenti firmato con la Oao Gazprom per la realizzazione di un gasdotto che collegherà la Russia e la Turchia attraverso il Mar Nero permetterà di incrementare la commercializzazione del gas nell'area del Mediterraneo. Il gasdotto avrà una capacità di trasporto a regime di circa 16 miliardi di metri cubi che saranno commercializzati congiuntamente in Turchia

■ L'acquisizione di una rete di distribuzione carburanti in Brasile si inserisce nella strategia di rafforzamento selettivo del downstream nei mercati esteri con elevate potenzialità

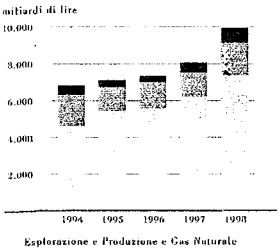
Utile netto e Roace



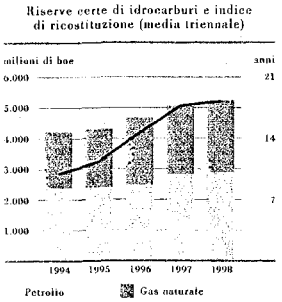
Struttura del Capitale e Leverage



Investimenti per attività



Riserve certe di idrocarburi e indice di ricostituzione (media triennale)

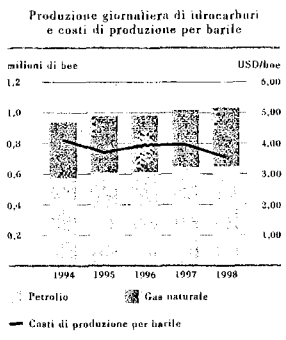


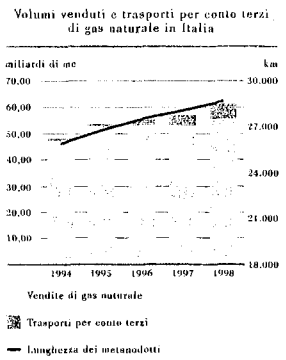
Principali dati economici e finanziari

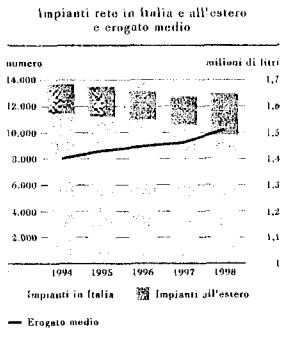
(milioni di €)						(miliardi di lire)
1998		1994	1995	1996	1997	**1998**
28.341	Ricavi	49.839	56.389	57.681	60.718	**54.875**
3.810	Utile operativo	7.433	10.292	9.604	10.347	**7.377**
2.328	Utile netto	3.213	4.327	4.451	5.118	**4.507**
5.152	Investimenti	6.822	7.125	7.342	8.073	**9.975**
17.390	Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti	21.180	24.744	27.047	31.452	**33.671**
7.070	Indebitamento finanziario netto	27.227	20.890	18.509	15.587	**13.690**
24.460	Capitale investito netto	48.407	45.634	45.556	47.039	**47.361**
6.864	Flusso di cassa netto da attività di esercizio	n.d.	12.770	9.737	12.615	**13.290**
euro 0,15	Dividendo per azione lire	117	215	240	280	**300**
	Pay-out (%)	29,1	39,7	43,1	43,8	**53,3**
	Roace (%)	8,8	11,5	11,4	12,2	**10,7**

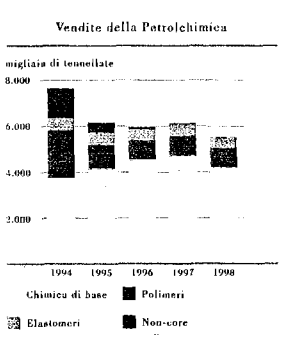
Principali dati operativi

	1994	1995	1996	1997	**1998**
Riserve certe di petrolio (milioni di barili)	2.389	2.402	2.484	2.844	**2.881**
di gas naturale (milioni di boe)	1.835	1.916	2.191	2.229	**2.374**
di idrocarburi (milioni di boe)	4.224	4.318	4.675	5.073	**5.255**
Indice di ricostituzione delle riserve (media triennale)	100	114	147	178	**183**
Vita utile residua delle riserve (anni)	12,4	11,9	13,1	13,6	**13,4**
Produzione giornaliera di petrolio (migliaia di barili)	576	612	614	646	**653**
di gas naturale (migliaia di boe)	365	370	370	375	**385**
di idrocarburi (migliaia di boe)	941	982	984	1.021	**1.038**
Vendite di gas naturale in Italia (miliardi di metri cubi)	47,43	52,55	53,23	53,14	**55,69**
Trasporto di gas naturale per conto terzi (miliardi di metri cubi)	5,34	6,01	6,64	8,07	**9,96**
Prod. in c/proprio di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	40,50	38,10	37,80	36,40	**40,10**
Utilizzo della capacità standard di raffinazione delle raffinerie di proprietà (%)	89	86	87	94	**103**
Vendite di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	52,30	51,90	51,36	51,60	**54,19**
Punti vendita carburanti (numero)	13.699	13.529	13.150	12.756	**12.984**
Erogato medio per punto vendita (migliaia di litri all'anno)	1.402	1.431	1.448	1.463	**1.512**
Produzioni della Petrolchimica (milioni di tonnellate)	12,46	9,53	8,73	9,06	**8,32**
Portafoglio ordini residuo del settore Ingegneria e Servizi (miliardi di lire)	6.721	7.813	8.422	9.996	**9.549**
Dipendenti (numero)	91.544	86.422	83.424	80.178	**78.906**









LETTERA AGLI AZIONISTI

Signori Azionisti,

il 1998 è stato un anno difficile per il nostro settore a livello internazionale: la caduta del prezzo del greggio di oltre il 33% e il perdurare della crisi economica asiatica hanno determinato una rilevante contrazione degli utili di tutte le principali compagnie petrolifere del mondo, sollecitando l'inizio di un processo di concentrazione dell'industria petrolifera che non ha precedenti.

La Vostra Società ha affrontato questa crisi da una posizione di solidità industriale e finanziaria e fruendo dei vantaggi dell'integrazione delle attività, che le hanno consentito di fronteggiare meglio degli altri operatori gli effetti negativi della crisi. L'utile del bilancio consolidato dell'esercizio 1998 registra infatti, anche per l'effetto dell'aumento dei volumi venduti e delle azioni di razionalizzazione e di cessione effettuate, una flessione limitata dell'11,9%, passando da 5.118 a 4.507 miliardi di lire.



Guglielmo Moscato
Presidente

Anche in condizioni di oggettiva difficoltà esterna, la Vostra Società ha mantenuto l'impegno di creare valore per i propri azionisti; la redditività sul capitale investito si è mantenuta su livelli elevati (10,7%); la struttura patrimoniale si è ulteriormente rafforzata con la riduzione dell'indebitamento finanziario netto di circa 1.900 miliardi di lire. Coerentemente con la previsione di un aumento progressivo del pay-out formulata in sede di collocamento sul mercato delle azioni Eni, il Consiglio di amministrazione ha deciso di proporre all'Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo di 300 lire per azione, con un aumento rispetto al 1997 del 7,1% (il pay-out passa dal 43,8 al 53,3%).

Sebbene i primi mesi del 1999 lascino intravedere segnali di ripresa sia nel settore petrolifero sia nelle economie asiatiche, le strategie future dell'Eni, al fine di selezionare le reali opportunità per crescere e per creare valore, saranno improntate a una attenta valutazione dei fattori strutturali di debolezza che sono emersi nel 1998 nei diversi mercati.

Nel 1998 il settore *Esplorazione e Produzione* ha sofferto della crisi mondiale di sovrapproduzione, amplificata dalla caduta delle economie asiatiche. In mancanza di una sostenuta ripresa di queste economie, al momento non prevedibile, la sovrapproduzione è destinata a rimanere un elemento strutturale contrastabile solo dal ritorno a una politica di limitazione produttiva da parte dei principali paesi produttori. Le esperienze negative del passato, tuttavia, consigliano un atteggiamento di grande prudenza verso le possibilità di successo a medio e lungo termine di queste politiche. Per l'industria petrolifera il problema di fondo è fronteggiare la potenziale pressione al ribasso dei prezzi, implicita nell'attuale situazione internazionale, senza fare eccessivo affidamento su queste limitazioni.

Per questo motivo, l'Eni ha in corso un'ampia revisione della sua politica di investimenti con l'obiettivo di posizionare le attività del settore principalmente in aree che presentino bassi costi di produzione e limitati rischi minerari; ciò potrà essere realizzato anche attraverso acquisizioni mirate o alleanze strategiche basate su seri progetti industriali che migliorino il nostro posizionamento e consentano una significativa riduzione dei costi operativi in modo da creare valore per gli azionisti.

Il posizionamento strategico del settore sarà sostenuto da un rilevante sforzo tecnologico, volto in particolare alla riduzione dei costi, e da un costante impegno alla contrazione dei tempi di sviluppo dei diversi progetti, fattori essenziali per la generazione di maggiore redditività.

Nel settore del *Gas Naturale*, il 1998 ha confermato e rafforzato gli orientamenti modificativi dell'assetto del mercato italiano volti a introdurre livelli e meccanismi di apertura che vanno oltre quelli imposti dalla direttiva comunitaria.

L'Eni intende modificare la sua organizzazione per adeguarsi a una realtà del mercato italiano del gas che sia in linea con le previsioni della Direttiva europea e si sviluppi in condizioni di reciprocità rispetto alle effettive aperture degli altri paesi comunitari. Questa modifica, oltre a consentire la massima trasparenza contabile dei diversi segmenti di attività, sarà volta a massimizzare il valore di ciascun segmento e a migliorare le attività di servizio al consumatore.

Allo stesso tempo, sarà accelerato il processo di internazionalizzazione, con l'obiettivo di penetrare in mercati con elevate prospettive di crescita. L'accordo concluso con la Oao Gazprom nei primi mesi del 1999 sul progetto Blue Stream per la fornitura di gas naturale alla Turchia rappresenta l'iniziativa più importante finora programmata nell'ambito di questa strategia che rappresenta la chiave di volta per garantire lo sviluppo futuro del settore; nella stessa strategia si inseriscono gli accordi conclusi con la compagnia di Stato croata Ina, con la Palestinian National Authority, con la compagnia di Stato egiziana Egpc e con la compagnia di Stato greca Depa. L'Eni inoltre ha in corso un ampio esame delle opportunità di alleanza o di acquisizione che risultino strategicamente strumentali alla realizzazione dei propri obiettivi di crescita internazionale.



Vittorio Mincato
Amministratore delegato

Nel 1998 il settore *Raffinazione e Marketing* ha svolto un ruolo attivo nel processo di liberalizzazione e di competitività dell'assetto del mercato italiano della distribuzione di prodotti petroliferi. In tale ambito l'Eni continuerà nella sua strategia di miglioramento dell'efficienza della rete, centrato su una riduzione dei punti vendita e un sostanziale aumento - in linea con gli standard europei - dell'erogato medio e dei servizi offerti alla clientela. Allo stesso tempo sarà perseguita una decisa politica di internazionalizzazione volta a diminuire il peso del downstream Italia, valutando le possibilità di accordi strategici con altre compagnie internazionali per uno scambio di quote di mercato o di acquisizioni mirate, come quella della società brasiliana di distribuzione di prodotti petroliferi Companhia Sao Paolo de Petròleo.

La crisi asiatica ha messo in evidenza il perdurare dei problemi strutturali della *Petrolchimica* Eni dovuti agli ancora elevati costi fissi e alla dimensione non ottimale. La situazione impone ulteriori interventi di razionalizzazione per concentrarsi su quei siti produttivi italiani ed esteri che in forza della dimensione, della vicinanza ai mercati e della qualità tecnologica delle produzioni e degli impianti siano in grado di operare in condizioni di competitività. A tal fine saranno anche ricercate alleanze internazionali in grado di salvaguardare l'integrazione con le attività del petrolio e valorizzare i siti che presentano alte potenzialità di sviluppo.

Nel 1998 il settore *Ingegneria e Servizi* ha sofferto della debolezza del mercato indotta dal rallentamento dei programmi di investimento dei paesi produttori e delle società petrolifere. Il settore è impegnato ad accrescere le proprie capacità operative di global contractor per far fronte alla crescente domanda di servizi a maggiore complessità operativa e tecnologica.

Per rendere sempre più incisiva l'azione della *ricerca scientifica e tecnologica*, è stato realizzato il piano di riassetto dell'attività con la definizione della macrostruttura organizzativa, la ristrutturazione della ricerca centralizzata, il rafforzamento dei processi di individuazione dei possibili scenari futuri e la revisione degli strumenti di incentivazione della ricerca di lungo termine.

La tutela della *salute, sicurezza e ambiente* è parte integrante del ciclo di programmazione, della elaborazione dei programmi di ricerca, dello sviluppo e della commercializzazione dei prodotti e dei servizi. Nel 1998 sono stati sviluppati in tutte le realtà produttive programmi per l'implementazione di sistemi di gestione della salute, sicurezza e ambiente e per la loro certificazione secondo standard internazionali.

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE (1)
Presidente
dott. ing. Guglielmo Moscato
Amministratore delegato
Vittorio Mincato (2)
Amministratori
prof. Mario Cattaneo (□) (3)
prof. Umberto Colombo (△) (3)
prof. Renzo Costi (□)
prof. Mario Draghi
dott. Davide Pastorino (□) (△)
prof. Giulio Sapelli (□) (3)
prof. Victor Uckmar (△)

DIRETTORE GENERALE DELLA DIVISIONE AGIP PER L'ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI (4)
ing. Luciano Sgubini

COLLEGIO SINDACALE (5)
Presidente
dott. Andrea Monorchio
Sindaci effettivi
dott. Filippo Duodo
dott. Aldo Sanchini
prof. Mario Sica
prof. Gianfranco Zanda
Sindaci supplenti
dott. Fernando Carpentieri
dott. Mario Pia

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO AL CONTROLLO
dott. Claudio Gatti (6)
Sostituto
dott. Nicola Mastropasqua (7)

SOCIETÀ DI REVISIONE (8)
Arthur Andersen SpA

(□) MEMBRO DELL'AUDIT COMMITTEE
L'Audit Committee ha il compito di valutare il lavoro delle società di revisione anche con riferimento all'indipendenza dei loro giudizi e valutare gli eventuali rilievi che emergessero: (i) dai rapporti di revisione delle unità di internal auditing dell'Eni e delle società del Gruppo; (ii) dalle comunicazioni dei collegi sindacali e dei singoli componenti dei medesimi; (iii) dalle indagini e dagli esami svolti da terzi; (iv) dalla relazione annuale del Garante per il Codice di comportamento.

(△) MEMBRO DEL COMPENSATION COMMITTEE
Il Compensation Committee ha il compito di esaminare i criteri di retribuzione del top management del Gruppo e di proporre l'introduzione di meccanismi di incentivazione.

Il *programma di dismissioni* avviato nel settembre 1992 ha determinato un incasso di 10.700 miliardi di lire e ormai può considerarsi sostanzialmente concluso; restano da completare le dismissioni di alcuni stabilimenti della metallurgia non ferrosa.

Ciascuna delle azioni specifiche che sarà adottata nei diversi settori sarà comunque informata alla necessità di ridurre sensibilmente i costi di produzione e i costi fissi, in particolare quelli generali e amministrativi. La riduzione dei costi continua a essere un obiettivo costante che permea la politica di gestione del Gruppo.

Sono in corso progetti di reingegnerizzazione che consentiranno il miglioramento dei processi sia in termini di qualità sia in termini di efficienza. I progetti riguardano in particolare i sistemi amministrativi, la gestione delle risorse umane, gli approvvigionamenti e i servizi generali. Anche la struttura estera sarà oggetto di interventi di razionalizzazione con la chiusura di posizioni marginali e con lo sviluppo delle potenziali sinergie derivanti della presenza di più realtà del Gruppo nelle diverse aree.

La Vostra Società è pronta ad affrontare con scelte coraggiose e forte spirito imprenditoriale le azioni e i cambiamenti imposti da un panorama competitivo che rende ancora più rigida la selezione degli attori globali del petrolio e del gas naturale. L'importanza di questa fase rende particolarmente cruciale una forte concentrazione su politiche del personale capaci di trattenere e promuovere in posizioni di crescente responsabilità le risorse umane che sono in grado di garantire all'Eni i migliori standard internazionali in termini di talento e competenza. A partire dal 1999, questa linea d'azione sarà sostenuta dall'estensione a tutti i dirigenti di Gruppo di politiche di incentivazione basate sull'assegnazione di azioni gratuite Eni come primo tassello di una strategia più ampia volta a creare le condizioni per il graduale emergere di un nuovo management di qualità globale e di spiccata attitudine al confronto costante con i mercati internazionali.

La ricchezza del patrimonio di risorse umane di cui la Vostra Società dispone consente di guardare con fiducia ai risultati finali di questa strategia, come pure al raggiungimento dei più ambiziosi traguardi di crescita e di creazione di valore necessari a rafforzare e a espandere la missione dell'Eni, garantendole un ruolo di protagonista globale nel futuro mercato dell'energia.

per il Consiglio di amministrazione

Il Presidente Guglielmo Moscato

L'Amministratore delegato Vittorio Mincato

20 aprile 1999

Poteri dell'Amministratore delegato: *all'Amministratore delegato sono stati conferiti tutti i poteri di amministrazione della Società a eccezione di quelli non delegabili, della definizione delle linee strategiche di Gruppo, delle delibere da assumere nelle assemblee delle principali società direttamente controllate e di altri poteri in tema di operazioni di compravendita di rilevante entità, riservati al Consiglio di amministrazione.*

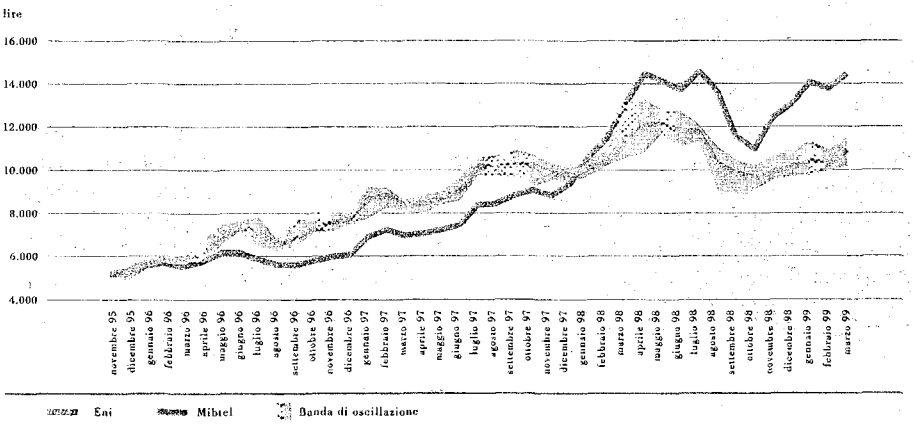
(1) Nominato dall'Assemblea del 14 maggio 1996 con scadenza alla data di approvazione del bilancio di esercizio 1998
(2) Cooptato dal Consiglio di amministrazione del 19 novembre 1998
(3) Nominati dall'Assemblea del 30 gennaio 1998
(4) Nominato dal Consiglio di amministrazione del 24 settembre 1997
(5) Nominato dall'Assemblea del 16 giugno 1998 con scadenza alla data di approvazione del bilancio di esercizio 1998
(6) Designato dalla Presidenza della Corte dei conti il 30 dicembre 1993; funzioni conferite con delibera del 23-24 maggio 1994 del Consiglio di Presidenza della Corte dei conti
(7) Funzioni conferite con delibera del 18-19 luglio 1994 del Consiglio di Presidenza della Corte dei conti
(8) Incarico conferito dall'Assemblea del 16 giugno 1998

ENI E LA BORSA

COLLOCAMENTO SUL MERCATO DELLE AZIONI ENI

Nel luglio 1998 si è concluso il quarto collocamento delle azioni Eni sul mercato. La fiducia manifestata dai risparmiatori e il successo riscontrato presso gli investitori istituzionali italiani ed esteri, con una richiesta di azioni due volte superiore all'offerta, hanno consentito di collocare 1.137 milioni di azioni, pari al 14,2% del capitale della Società. Nell'ambito dell'Offerta Pubblica di Vendita, particolarmente positiva è stata la partecipazione dei dipendenti Eni (n. 40.638 per un controvalore di azioni assegnate pari a 565 miliardi di lire), con un tasso di adesione superiore al 70%, il più elevato tra i quattro collocamenti. Il prezzo di collocamento è stato di 11.430 lire per azione; gli incentivi riservati al pubblico dei risparmiatori prevedono l'assegnazione di 10 azioni gratuite (11 per i dipendenti Eni) ogni 100 azioni possedute ininterrottamente per un anno. Dal novembre 1995, data del primo collocamento, il Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica dalla vendita delle azioni dell'Eni ha incassato complessivamente circa 41.500 miliardi di lire. A fine anno il flottante dell'Eni era di circa il 63,7% del capitale sociale.

Eni e Mibtel - novembre 95 marzo 99



Quotazione

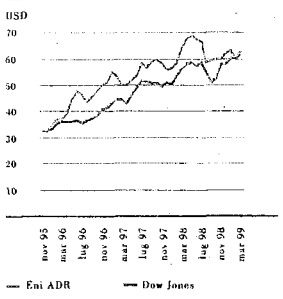
	Borsa italiana (lire per azione)	NYSE (USD per ADS)
	1998	1998
Massimo	13.359	73,50
Minimo	8.902	50.50
Media	10.924	63,04
Fine periodo	10.849	67,75

ANDAMENTO DEL TITOLO ENI

Nel periodo 1° gennaio 1998 - 31 marzo 1999 la borsa italiana ha registrato un incremento del 45,3%, il maggiore nell'ambito delle principali borse mondiali. Questa brillante performance è stata raggiunta, nonostante le crisi asiatica, russa e brasiliana che nella seconda metà del 1998 hanno fortemente depresso tutti i mercati finanziari, grazie a un ampio afflusso di liquidità verso il mercato azionario italiano, in particolare nei settori di attività oggetto di concentrazioni e riassetti (telefonico, bancario e assicurativo).

La quotazione del titolo Eni nello stesso periodo è passata da 10.197 lire a 11.482 lire, con un incremento del 12,6%, pressoché in linea con quello delle altre società petrolifere europee ma inferiore a quello delle principali società statunitensi che hanno beneficiato del buon andamento dell'economia USA. Le performance delle società petrolifere hanno risentito della forte flessione delle quotazioni del petrolio che nel mese di dicembre 1998 hanno toccato il minimo degli ultimi dodici anni (Brent USD 9,14/barile).

New York Stock Exchange

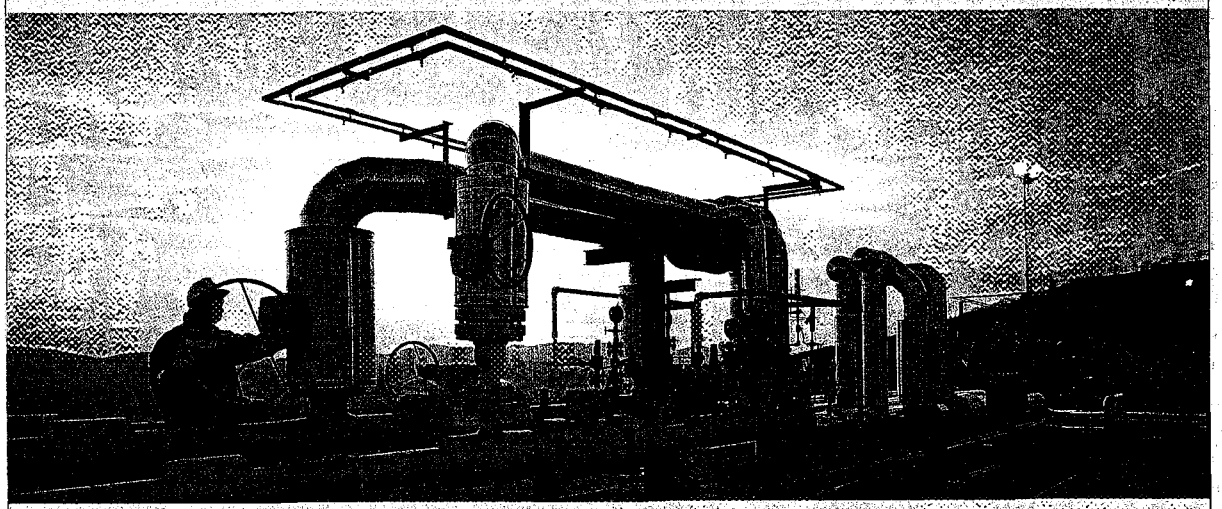


ESPLORAZIONE E PRODUZIONE

■ La stipula, insieme alla Elf, dell'accordo con la National Iranian Oil Company per il potenziamento del campo a olio "giant" di Dorood permette l'ingresso in un'area ad alto potenziale e a bassi costi di produzione

■ L'accordo raggiunto con la Regione Basilicata sullo sviluppo dei giacimenti in Val d'Agri consente di intensificare l'attività in un'area tra le più promettenti d'Europa

■ L'entrata in produzione del giacimento Aquila nell'offshore del basso adriatico a 850 metri di profondità pone l'Eni tra le prime compagnie petrolifere nello sviluppo di campi ad alte profondità



(milioni di €)				(miliardi di lire)
1998		1996	1997	**1998**
5.206	Ricavi (1)	12.736	13.354	**10.080**
594	Utile operativo	5.056	5.015	**1.150**
746	Costi di ricerca esplorativa	1.097	1.380	**1.462**
2.136	Investimenti di sviluppo	2.123	3.116	**4.119**
	Dipendenti al 31 dicembre (numero)	8.441	8.578	**8.170**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

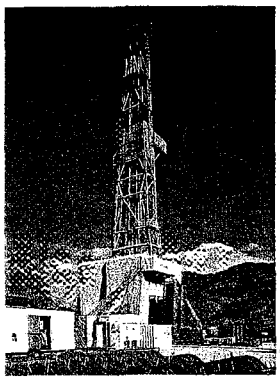
Italia - Val d'Agri, pozzo Monte Alpi 1 e 2 Il progetto di sviluppo della Val d'Agri prevede l'incremento della produzione giornaliera di petrolio dagli attuali 7 mila barili a 80 mila nel 2001

RISERVE DI GREGGIO E DI GAS NATURALE

Al 31 dicembre 1998 le riserve certe di idrocarburi ammontavano a 5.255 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), con un incremento di 182 milioni, pari al 3,6%, rispetto al 31 dicembre 1997. L'incremento, senza tenere conto della produzione, è attribuibile a nuove scoperte ed estensioni per 335 milioni di boe e a revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero per 238 milioni di boe. Le nuove scoperte ed estensioni hanno interessato sia l'Italia (campi di Tea, Guendalina e Naomi nell'offshore adriatico, campi della Val d'Agri in Basilicata, campi di Fiume Salso e Roccacavallo in Sicilia) sia l'estero, principalmente l'Egitto (diversi campi a gas e olio), l'Angola (Blocco D-14), la Norvegia (campo di Midgard) e la Libia (campo di Elephant). Significative revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero si sono registrati, soprattutto all'estero, in Egitto (campi di Belayim e Port Fouad), in Libia (campo di Bouri), in Congo (campi di Zatchi e Kitina), in Norvegia (campi di Ekofisk e Asgard), in Angola (campi di Takula e Nemba) e in Qatar (campo di Alkalij).

L'incremento delle riserve certe ha determinato un indice di ricostituzione del 147% portando la media mobile triennale al 183%. La vita utile residua delle riserve al 31 dicembre 1998 è di 13,4 anni (13,6 nel 1997).

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 1998 risultavano pari a 1.706 milioni di barili di petrolio e 164 miliardi di metri cubi di gas naturale pari, rispettivamente, al 59% e al 43% del totale delle riserve certe di petrolio e di gas naturale (rispettivamente 59% e 46% al 31 dicembre 1997).



Italia - Val d'Agri, pozzo esplorativo

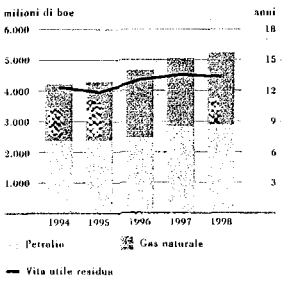
ESPLORAZIONE E SVILUPPO

Il portafoglio minerario dell'Eni al 31 dicembre 1998 consisteva di 710 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 31 paesi di quattro continenti per una superficie in quota Eni di 284.299 chilometri quadrati (345.875 al 31 dicembre 1997), di cui 34.963 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (30.959 al 31 dicembre 1997). In Italia la superficie detenuta in quota Eni è aumentata di 11.849 chilometri quadrati a seguito dell'assegnazione da parte del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato dei rimanenti permessi di ricerca e concessioni di coltivazione richiesti relativi all'ex area di esclusiva in Val Padana. All'estero la riduzione complessiva di 73.425 chilometri quadrati in quota Eni è dovuta principalmente al rilascio di un permesso esplorativo detenuto in Egitto (74.750 chilometri quadrati in quota Eni) a seguito dell'esito negativo della fase esplorativa; l'attività di acquisizione di titoli minerari è stata particolarmente intensa con l'ottenimento di titoli nell'Asia Centrale (Azerbaigian), in America Latina (Venezuela), nell'offshore profondo (Congo, Trinidad e Tobago, Irlanda e Stati Uniti) e in altri paesi (principalmente Danimarca, Regno Unito e Cina).

Nel 1998 sono state effettuate prospezioni sismiche tridimensionali per 19.683 chilometri quadrati (6.762 in quota Eni) e prospezioni sismiche bidimensionali per 14.468 chilometri (9.973 in quota Eni), con un aumento, rispettivamente, del 106% e del 10%. Il significativo aumento della sismica tridimensionale è attribuibile principalmente ai rilievi conoscitivi effettuati in aree offshore in Congo, Croazia e Trinidad e Tobago nonché nei permessi di prospezione in Norvegia nel mare di Barents. Sono stati ultimati 121 nuovi pozzi esplorativi (66 in quota Eni) a fronte dei 127 (74 in quota Eni) dell'anno precedente. Il coefficiente di successo[1] complessivo è stato pari al 44,3% (47,0% in quota Eni) a fronte del 41,1% (43,3% in quota Eni) del 1997.

Gli investimenti nell'attività esplorativa in Italia, pari a 353 miliardi di lire (345 nel 1997), hanno interessato in particolare le aree dell'Appennino Centro Meridionale, della Val Padana, dell'Adriatico e della Sicilia. All'estero gli investimenti nell'attività esplorativa, pari a 1.109 miliardi di lire (1.035 nel 1997), hanno interessato prevalentemente l'Egitto, l'Angola, il Congo e la Nigeria. Complessivamente i costi di ricerca esplorativa sono stati di 1.462 miliardi di lire, di cui il 75,9% all'estero, con un aumento del 5,9% rispetto al 1997.

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



(1) Rapporto tra il numero totale dei pozzi in cui sono state rilevate nel periodo riserve certe di idrocarburi e il numero dei pozzi di cui è stato accertato l'esito.

Riserve certe e produzione giornaliera di idrocarburi (1)

	Riserve certe al 31 dicembre (milioni di boe)					Produzione (migliaia di boe al giorno)				
	1994	1995	1996	1997	1998	1994	1995	1996	1997	1998
Italia	1.786	1.736	1.637	1.646	1.574	409	413	406	403	394
Africa Settentrionale	986	980	1.420	1.530	1.686	223	218	228	229	236
Africa Occidentale	813	870	847	852	910	194	202	184	180	196
Mare del Nord	526	584	643	655	666	88	108	114	155	156
Resto del mondo	113	148	128	390	419	27	41	52	54	56
	4.224	**4.318**	**4.675**	**5.073**	**5.255**	**941**	**982**	**984**	**1.021**	**1.038**

(1) Il gas naturale è convertito in boe sulla base del coefficiente moltiplicatore di 0,0061 per ogni metro cubo di gas di produzione estera e di 0,0063 per ogni metro cubo di produzione Italia, in funzione del diverso potere calorifico.

Gli investimenti nelle attività di sviluppo in Italia, pari a 982 miliardi di lire (1.219 nel 1997), hanno interessato in particolare il completamento dello sviluppo del campo Aquila nel Canale d'Otranto, lo sviluppo del campo di Bonaccia nell'offshore adriatico e l'intensificarsi delle attività in Val d'Agri per la messa in produzione di Cerro Falcone, Costa Molina e Caldarosa. All'estero gli investimenti nell'attività di sviluppo, pari a 3.137 miliardi di lire (1.897 nel 1997), hanno interessato principalmente i giacimenti di idrocarburi nel Mare del Nord, in Egitto e in Congo. Complessivamente sono stati effettuati investimenti di sviluppo per 4.119 miliardi di lire (di cui il 76,2% all'estero), con un incremento del 32,2% rispetto al 1997.

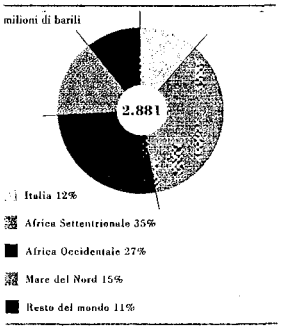
I costi unitari di esplorazione e sviluppo (calcolati secondo gli standard adottati dalla SEC) del triennio 1996-1998 sono risultati pari a 5,16 dollari USA per boe rispetto a 4,72 dollari USA del triennio 1995-1997; l'incremento dell'indice, legato al rilevante aumento degli investimenti, esprime il forte impegno per una crescita sia della produzione sia delle riserve, tale da mantenere stabili nel lungo periodo gli anni di vita residua delle riserve e da ridurre il "time to market".

PRODUZIONE

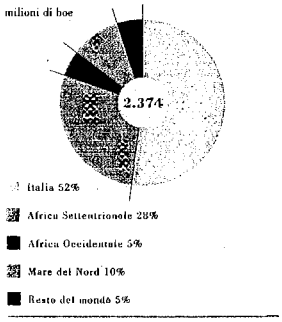
Nel 1998 l'incremento della produzione giornaliera di petrolio e condensati (1,1%) e di gas naturale (2,7%) ha consentito di raggiungere una produzione media giornaliera di 1.038.000 boe, con un incremento dell'1,7% rispetto al 1997 grazie in particolare ai maggiori quantitativi di idrocarburi estratti in Congo, Egitto, Kazakistan e Regno Unito. Complessivamente nel 1998 sono stati prodotti 378,8 milioni di boe di idrocarburi, con un aumento di 6,3 milioni di boe rispetto al 1997.

La produzione di petrolio e condensati (238,2 milioni di barili) registra un incremento di 2,4 milioni di barili rispetto al 1997. In Italia la produzione (36,5 milioni di barili) è diminuita di 1,8 milioni di barili principalmente per il declino naturale del campo Villafortuna-Trecate, parzialmente compensato dall'avvio della produzione del giacimento Aquila. All'estero la produzione (201,7 milioni di barili) è aumentata di 4,2 milioni di barili, soprattutto in Congo (7,8 milioni di barili), per l'avvio dei campi Kitina a fine 1997 e Tchibouela nel 1998, in Egitto (4,8 milioni di barili), dovuto anche alla maggiore attribuzione della quota equity destinata al recupero dei costi sostenuti nei contratti di Production Sharing a seguito della forte flessione dei prezzi, in Qatar (1,3 milioni di barili) per l'avvio nel 1997 del campo di Alkalij, in Norvegia (1,0 milioni di barili), per l'avvio a fine 1997 del campo di Norne, e in Angola (1,0 milioni di barili). Questi aumenti sono stati in parte compensati dalle riduzioni in Libia (3,7 milioni di barili) per declino naturale dei campi e per gli effetti delle misure di contenimento dei livelli produttivi decise dall'Opec, in Nigeria (3,4 milioni di barili), dove alle misure di contenimento dei livelli produttivi decise dall'Opec si sono aggiunti i problemi incontrati con le comunità locali, nel Regno Unito (1,7 milioni di barili) per il declino naturale dei campi del T-Block e in Kazakistan (1,5 milioni di barili) per le difficoltà riscontrate nel collocamento sul mercato della produzione del campo di Karachaganak a seguito della crisi finanziaria russa.

Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica al 31 dicembre 1998



Riserve certe di gas naturale per area geografica al 31 dicembre 1998



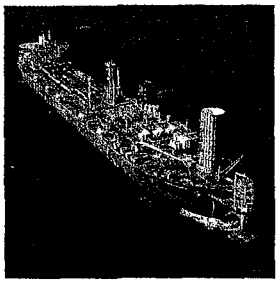
La produzione di gas naturale (22,49 miliardi di metri cubi) registra un aumento di 0,64 miliardi di metri cubi rispetto al 1997. In Italia la produzione (17,03 miliardi di metri cubi) è diminuita di 0,27 miliardi di metri cubi mentre all'estero (5,46 miliardi di metri cubi) è aumentata di 0,91 miliardi di metri cubi, in particolare in Kazakistan (0,66 miliardi di metri cubi) per l'acquisizione dei diritti di sfruttamento del gas naturale del campo di Karachaganak, a seguito della firma nel novembre 1997 del Final Production Sharing Agreement, nel Regno Unito (0,54 miliardi di metri cubi), per l'avvio a regime del J-Block, e in Egitto (0,34 miliardi di metri cubi) per la maggiore attribuzione di quota equity; questi aumenti sono stati in parte compensati dalle riduzioni in Norvegia (0,34 miliardi di metri cubi), dovute all'interruzione della produzione per l'installazione di una nuova piattaforma nel campo di Ekofisk, e negli Stati Uniti (0,30 miliardi di metri cubi) per il declino naturale del campo Grand Isle 102.

La produzione venduta di idrocarburi (382,4 milioni di boe)[2] è aumentata di 12,3 milioni di boe, pari al 3,3%, rispetto al 1997.

(2) La differenza rispetto alla produzione di 3,5 milioni di boe è dovuta principalmente alla maggiore estrazione dai campi di stoccaggio del gas (6,9 milioni di boe), parzialmente compensata dalle royalties in natura (1,7 milioni di barili, prevalentemente in Tunisia e in Norvegia), dall'over/under lifting e dall'incremento delle rimanenze di petrolio.

La produzione venduta di petrolio e condensati (234,8 milioni di barili) è aumentata di 0,5 milioni di barili per l'incremento registrato all'estero (2,4 milioni di barili), solo parzialmente compensato dalla flessione registrata in Italia (1,9 milioni di barili). La produzione venduta è stata destinata per il 40% al settore Raffinazione e Marketing (38% nel 1997); la restante quota è stata collocata sul mercato internazionale e locale.

La produzione venduta di gas naturale (23,59 miliardi di metri cubi) è aumentata di 1,9 miliardi di metri cubi per il contributo fornito dalle attività in Italia (0,99 miliardi di metri cubi) e da quelle estere (0,91 miliardi di metri cubi). La produzione venduta è stata destinata per il 75% al settore Gas Naturale (78% nel 1997).



Italia - Brindisi, campo di Aquila, impianto galleggiante di produzione FPSO Firenze Il giacimento, situato ad una profondità d'acqua di 850 metri, tra le più elevate al mondo, pone l'Eni tra le prime compagnie petrolifere nello sviluppo di campi ad alte profondità

PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE

Italia Nel 1998 sono stati assegnati all'Eni 23 permessi di ricerca e 33 concessioni di coltivazione per una superficie complessiva di 11.040 chilometri quadrati relativi all'ex area di esclusiva dell'Eni nella Val Padana e nelle prospicienti acque del Mare Adriatico fino a 15 chilometri dalla costa. Dalla data di cessazione del regime di esclusiva, sono stati assegnati all'Eni 38 permessi di ricerca e 49 concessioni di coltivazione per una superficie complessiva di 17.395 chilometri quadrati. Con successivi decreti saranno attribuite le concessioni di stoccaggio nell'ambito delle relative concessioni di coltivazione.

L'Eni e la Regione Basilicata hanno sottoscritto un protocollo di intenti per lo sfruttamento dei ritrovamenti in Val d'Agri, considerata un'area petrolifera tra le più promettenti in Europa. Lo sviluppo di tale area comporta il proseguimento della messa in produzione dei campi della Val d'Agri nonché le attività di realizzazione del Centro olio e dell'oleodotto che lo collegherà alla raffineria di Taranto. Il protocollo di intenti impegna l'Eni a sostenere interventi sul territorio, principalmente di salvaguardia ambientale, per un onere stimato in circa 220 miliardi di lire. Sono in corso trattative con i partners per la unificazione delle concessioni di produzione con l'obiettivo di massimizzare le sinergie derivanti dalla messa in comune degli impianti di trattamento e trasporto degli idrocarburi (Centro olio, oleodotto e terminale marino).

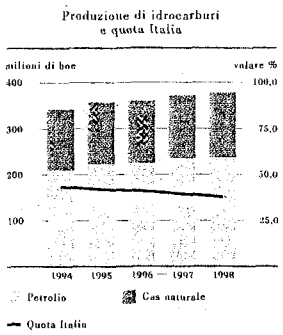
L'attività di esplorazione è stata intensificata con la perforazione di 39 pozzi (30,5 in quota Eni) ottenendo risultati positivi nel Mare Adriatico, in Sicilia e nella Val d'Agri.

È entrato in produzione il giacimento a olio di Aquila, nel Canale d'Otranto, che ha raggiunto nel corso dell'anno una produzione media di 16 mila barili/giorno. Il giacimento è situato a una profondità d'acqua di 850 metri, tra le più elevate al mondo, che pone l'Eni tra le prime compagnie petrolifere nello sviluppo di campi ad alte profondità.

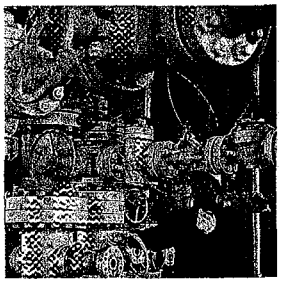
Relativamente al progetto "Alto Adriatico", che prevede la messa in produzione di 15 giacimenti di gas naturale con riserve certe pari a 27 miliardi di metri cubi, si è ancora in attesa del pronunciamento definitivo da parte della Regione Veneto e del Ministero dell'ambiente, la cui scadenza era stata stabilita per il 30 settembre 1998. La Commissione di valutazione impatto ambientale del Ministero dell'ambiente alla fine di ottobre 1998 ha espresso il parere tecnico che esclude il campo di Chioggia dallo sviluppo complessivo del progetto. Se tale parere venisse confermato, si determinerebbe una riduzione delle riserve di circa 5 miliardi di metri cubi di gas naturale.

Africa Settentrionale In *Egitto* è stato firmato un accordo con l'Egyptian General Petroleum Corporation (Egpc) per la realizzazione di un gasdotto della lunghezza di 170 chilometri, già in costruzione, che collegherà i campi del Mediterraneo, nell'area di Port Said, alla città egiziana di El Arish, nel Nord Est della penisola del Sinai, area strategica di futuri insediamenti agricoli e industriali nonché di possibile tramite per l'esportazione nei paesi limitrofi.

È stato firmato l'accordo di commercializzazione del gas naturale del permesso offshore di Temsha per il collocamento sul mercato, a partire dall'anno 2000, di 4 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni, volto a soddisfare i crescenti fabbisogni energetici del paese.



In *Libia* è proseguita la campagna esplorativa volta a delineare l'estensione del campo di Elephant nel permesso NC174 (quota Eni 33,3%) le cui riserve recuperabili, in base ai pozzi perforati, sono state quantificate in circa 50 milioni di barili in quota Eni.
Sono stati completati gli studi di fattibilità per lo sviluppo congiunto dei campi di Wafa e NC41 ed è stato sottoscritto un accordo preliminare con la società di Stato libica National Oil Corporation che definisce le modalità, i volumi e le formule di prezzo che regoleranno l'esportazione del gas. Alla firma dell'accordo preliminare hanno fatto seguito i negoziati per la stipula dei contratti di esportazione e di trasporto e dell'accordo per la commercializzazione dei liquidi e del gas sul mercato locale. La loro definizione consentirà l'avvio del progetto di sviluppo che prevede la realizzazione del gasdotto sottomarino dalla Libia all'Italia.

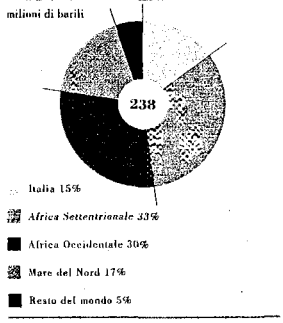


Egitto - campo di Belayim, particolare della piattaforma di produzione n. 3
I giacimenti di Belayim, scoperti nel 1961 nel Golfo di Suez, rappresentano i principali campi di petrolio Eni in produzione nel Paese

Africa Occidentale In *Angola* sono state effettuate quattro importanti scoperte nell'offshore profondo a 1.000/1.500 metri di profondità d'acqua nel Blocco 15 (quota Eni 20%) che hanno portato alla definizione di un'area denominata Kizomba; nel febbraio 1999 si è aggiunta la scoperta del campo di Chocalho che ha portato il potenziale complessivo di riserve recuperabili dell'area a 1,5 miliardi di barili.
L'attività esplorativa ha avuto successo anche nelle acque profonde del Blocco 14 (quota Eni 20%), con la scoperta dei campi di Benguela e Belize ubicati in prossinità del campo di Kuito scoperto nel 1997. L'entrata in esercizio di Kuito è prevista per fine 1999, con una produzione iniziale di petrolio di circa 17 mila barili/giorno in quota Eni. I tre campi hanno portato alla definizione di un'area denominata KBB con riserve recuperabili di circa 1 miliardo di barili di petrolio.
La joint venture di Cabinda, nel Blocco O (quota Eni 9,8%), ha ottenuto il record di produzione di 510.000 barili/giorno. Nel marzo 1999 l'Eni, in veste di operatore con una quota del 40%, ha firmato un accordo di Production Sharing con la Sonangol (ente di Stato angolano) per l'esplorazione e la produzione del Blocco 25. Il Blocco, ubicato in acque profonde da 600 a 2.500 metri a Sud di Luanda, copre un'area molto promettente di circa 5 mila chilometri quadrati con temi geologici analoghi a quelli dei Blocchi 14 e 15.

In *Congo* il campo di Kitina, entrato in esercizio a fine 1997 e in cui l'Eni è operatore con una quota del 35%, ha raggiunto una produzione di 17 mila barili/giorno. È stato ottenuto il permesso di sviluppo del campo di Foukanda dove l'Eni, con una quota del 52%, svolge il ruolo di operatore.

Produzione di petrolio e condensati per area geografica nel 1998

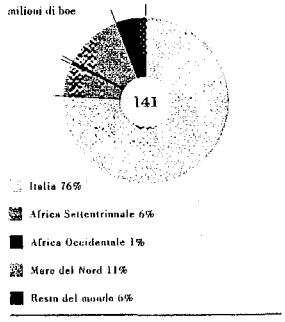


In *Nigeria* sono state rinnovate per un periodo di trenta anni le concessioni OML 60, 61, 62 e 63, venute a scadenza nel giugno 1997, in cui l'Eni (con una partecipazione 20%) svolge il ruolo di operatore con una produzione in quota di circa 30 mila barili/giorno. Il rinnovo consentirà inoltre di fornire a partire dall'agosto 1999 circa 6,3 milioni di metri cubi/giorno di gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny, della società Nigeria LNG (quota Eni 10,4%), per l'esportazione di gas liquefatto.

Mare del Nord In *Irlanda* nel marzo 1999 è stato acquisito un permesso di esplorazione, per la prima volta in veste di operatore in questa area, che va a integrare la presenza Eni nelle acque profonde dell'Atlantico, secondo una strategia mirata alla ricerca e allo sfruttamento delle potenzialità di questa area.

Nel *Regno Unito* sono entrati in esercizio il campo a olio di Columba E (25,7% in quota Eni), il campo a olio e gas di Marnock (10,95% in quota Eni) e i campi a gas di Delilah (18,82% in quota Eni), di Deben e West Bure (23,33% in quota Eni) che hanno consentito di incrementare i livelli produttivi di oltre 5 mila boe/giorno in quota Eni. Le disponibilità derivanti dalle produzioni di gas sono state commercializzate sul mercato locale.

Produzione di gas naturale per area geografica nel 1998



Resto del Mondo In *Azerbaigian* è stato firmato con la Socar, la società petrolifera azera, un contratto di Production Sharing per l'esplorazione e lo sviluppo di un'area nell'offshore del Caspio, a sud di Baku, denominata Kurdashi. L'area, situata in un importante bacino minerario, ha una superficie complessiva di 550 chilometri quadrati e riserve complessive potenzialmente recuperabili stimate in un miliardo di barili di petrolio. L'Eni, con una partecipazione del 25%, ha acquisito il ruolo di operatore. Le attività esplorative nell'area di Karabakh si sono esaurite con la perforazione del terzo pozzo, di esito negativo, e il rilascio del permesso.

In *Brasile* è stato firmato un accordo con la Petrobras (compagnia di Stato brasiliana) per lo scambio di tecnologie avanzate relative alla esplorazione e produzione di idrocarburi, con particolare riferimento alle attività svolte in acque profonde.

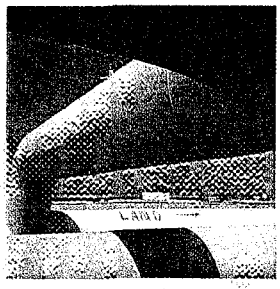
In *Iran* nel marzo 1999, insieme alla Elf che svolgerà il ruolo di operatore, è stato stipulato l'accordo con la National Iranian Oil Company per il potenziamento della capacità produttiva del campo ad olio di Dorood situato prevalentemente nell'offshore dell'isola di Kharg, nel Golfo Persico. L'opera di potenziamento dovrebbe far crescere le riserve del campo dagli attuali 600 milioni a 1,5 miliardi di barili di petrolio. Il contratto, del tipo buy-back, prevede che i costi sostenuti dal Consorzio (quota Eni 45%) e la remunerazione del capitale di rischio vengano riconosciuti in dieci anni mediante il petrolio estratto. Gli investimenti complessivi necessari al potenziamento del campo sono stimati in 540 milioni di dollari.

In *Kazakistan* è entrato in vigore l'accordo per lo sviluppo del campo di Karachaganak, le cui riserve sono recuperabili in 40 anni e sono stimate in 780 miliardi di metri cubi di gas naturale e 2,2 miliardi di barili di petrolio e condensati (complessivamente 1,9 miliardi di boe in quota Eni). L'Eni, con una quota del 32,5%, è operatore insieme a un'altra compagnia petrolifera internazionale. Circa 40 milioni di barili/anno di petrolio e condensati saranno trasportati dal campo di Karachaganak fino al Mar Nero dal nuovo oleodotto in fase di costruzione da parte del Caspian Pipeline Consortium (quota Eni 2%), che dovrebbe entrare in esercizio alla fine del 2001.

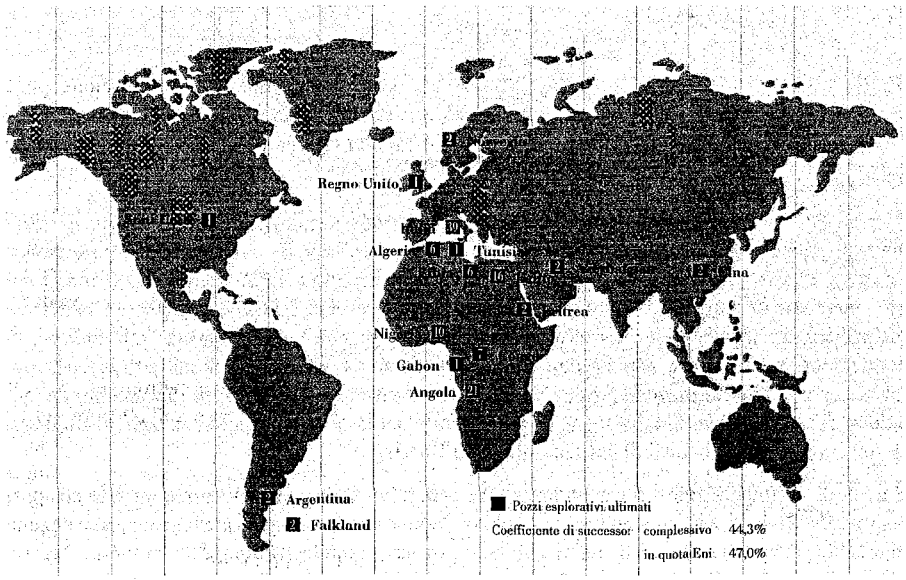
In *Russia* è stato sottoscritto un accordo con la Oao Gazprom, il maggior produttore mondiale di gas naturale, per la realizzazione di iniziative comuni nell'esplorazione e produzione di idrocarburi, nel trasporto di gas naturale e nel settore elettrico e della cogenerazione. A seguito di tale accordo, sono in corso di svolgimento studi e attività con l'obiettivo, in particolare, di stimare il potenziale esplorativo dei temi profondi del campo di Astrakan.

In *Trinidad e Tobago* l'Eni ha firmato un accordo con una compagnia internazionale acquisendo una quota di partecipazione del 40% di un permesso in acque profonde, comprese tra gli 800 e i 1.400 metri, localizzato a 80 chilometri a Est di Trinidad.

In *Venezuela* l'Eni ha acquisito una quota del 40% nel permesso offshore del golfo di Paria West, lungo la costa orientale del paese, dove è stato perforato un pozzo, risultato mineralizzato a olio e gas, che in prova ha erogato circa 6 mila boe/giorno.



Egitto - campo di Belayim, particolare del terminale di stoccaggio petrolio di Feiran La produzione di olio e condensati dell'Eni in Egitto ha registrato un incremento di oltre il 17%, anche a seguito della maggiore attribuzione della quota equity destinata al recupero dei costi sostenuti nei contratti di Production Sharing



Attività esplorativa

GAS NATURALE

■ Il memorandum di intenti firmato con la Oao Gazprom per la realizzazione di un gasdotto che collegherà la Russia e la Turchia attraverso il Mar Nero permetterà di incrementare la commercializzazione del gas nell'area del Mediterraneo. Il gasdotto avrà una capacità di trasporto a regime di circa 16 miliardi di metri cubi che saranno commercializzati congiuntamente in Turchia

■ L'acquisizione del 5% nella società Interconnector (UK) Ltd consentirà all'Eni di partecipare al processo di evoluzione in atto nel mercato in Nord Europa, sempre più orientato verso nuove forme di commercializzazione del gas naturale e di utilizzo della capacità di trasporto dei gasdotti

■ I volumi di gas naturale trasportato per conto terzi sono aumentati del 23,4% per l'entrata a regime dell'accordo con l'Enel per il trasporto dall'Algeria



(milioni di €)				(miliardi di lire)
1998		1996	1997	**1998**
9.625	Ricavi (1)	18.108	19.333	**18.636**
2.513	Utile operativo	3.919	3.895	**4.866**
921	Investimenti	2.337	1.707	**1.783**
	Dipendenti al 31 dicembre (numero)	20.125	17.906	**17.109**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

Italia - fase della posa del gasdotto Transpadano Nel 1998 la rete di gasdotti della distribuzione primaria in Italia è stata ulteriormente ampliata con l'entrata in esercizio di oltre 600 chilometri di gasdotti, raggiungendo l'estensione totale di 28.731 chilometri

APPROVVIGIONAMENTO

Per soddisfare il fabbisogno della distribuzione primaria dell'Eni in Italia, nel 1998 sono stati approvvigionati 56,25 miliardi di metri cubi di gas naturale, con un aumento di 2,78 miliardi di metri cubi, pari al 5,2%. Il maggior fabbisogno è stato coperto con l'incremento dei volumi approvvigionati in Italia e all'estero; il gas importato rappresenta il 68,5% (68,6% nel 1997). Le maggiori importazioni dalla Russia (2,94 miliardi di metri cubi) e dall'Algeria (0,91 miliardi di metri cubi) hanno compensato i minori volumi acquistati dall'Olanda (1,98 miliardi di metri cubi) a seguito dell'interruzione resasi necessaria per consentire i lavori di potenziamento del gasdotto di importazione. Il fabbisogno di gas naturale per la distribuzione secondaria in Ungheria è stato coperto con acquisti di gas naturale dalla Russia.

I contratti di importazione di gas naturale, che generalmente hanno una durata iniziale compresa tra 20 e 25 anni e includono tutti clausole di "take or pay", assicureranno, complessivamente dal 2008, circa 66 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (Russia 28,5 miliardi, Algeria 21,5 miliardi, Olanda 10 miliardi e Norvegia 6 miliardi).

VENDITE

Nel 1998 le vendite di gas naturale della distribuzione primaria in Italia (55,69 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,55 miliardi di metri cubi, pari al 4,8%, rispetto al 1997. L'aumento ha interessato: (i) le vendite al settore civile (1,87 miliardi di metri cubi, pari all'8,4%) per effetto di una stagione invernale più rigida del 1997 e per l'aumento del numero dei clienti; (ii) le vendite ai produttori di energia elettrica a seguito dell'entrata in esercizio di nuovi impianti e dell'avvio a regime di quelli entrati in esercizio nel 1997 (1,11 miliardi di metri cubi, pari al 28,6%); (iii) le vendite al settore industriale (0,49 miliardi di metri cubi, pari al 2,5%). Questi aumenti sono stati parzialmente compensati dalle minori vendite (0,78 miliardi di metri cubi, pari al 12,5%) alle società distributrici di energia elettrica, in particolare all'Enel.

L'Eni e l'Unione Nazionale Aziende Produttrici e Consumatrici di Energia Elettrica hanno sottoscritto nuovi accordi che regolamentano dal 1° giugno 1998 al 31 dicembre 2006 le forniture di gas naturale ai produttori di energia elettrica destinata a terzi. Gli accordi, che sono applicabili a tutti i produttori di energia elettrica[3] destinata a terzi, prevedono il rinnovo del contratto di lungo termine in essere (dieci o più anni) e la possibilità di stipulare contratti di breve termine (tre anni). L'entrata in vigore di questi accordi ha comportato una riduzione del prezzo medio di vendita rispetto a quello precedentemente applicato sia per i contratti di breve, sia per quelli di lungo termine. Gli accordi prevedono, tra l'altro, la possibilità di verifica del prezzo al 31 dicembre 2003 in caso di modifiche sostanziali dell'attuale quadro economico ed energetico o a seguito del recepimento della Direttiva 98/30/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'Unione Europea del 22 giugno 1998 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale ("Direttiva UE sul gas").

È stato concluso con l'Enel l'accordo che definisce le nuove condizioni di fornitura di gas naturale e di servizi di vettoriamento nel periodo 1° ottobre 1998 - 31 dicembre 2003. L'intesa è strutturalmente innovativa perché consente all'Enel di optare in ogni centrale tra diverse tipologie di fornitura (continua, interrompibile o un mix delle due). L'Enel ha mantenuto la possibilità di poter contare su una disponibilità di gas naturale di almeno 6 miliardi di metri cubi all'anno, come già nel precedente contratto, garantendo un prelievo minimo annuo di circa 3 miliardi di metri cubi di tipo continuo.

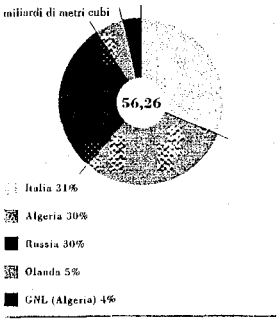
Le vendite di gas naturale della distribuzione secondaria in Italia (7,81 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,56 miliardi di metri cubi, pari al 7,7%, per una stagione invernale più rigida rispetto a quella del 1997 e per l'incremento di circa 111 mila unità del numero delle utenze servite attraverso le reti di distribuzione urbana (5,2 milioni al 31 dicembre 1998); in aumento (27 unità) anche il numero dei Comuni serviti (1.115 al 31 dicembre 1998). Nell'anno sono stati venduti 6,38 miliardi di metri cubi di gas naturale per usi civili, equivalenti in termini di volume a circa il 27% del mercato della distribuzione ai consumatori finali in Italia (stessa quota del 1997), e 1,43 miliardi di metri cubi a clienti industriali non forniti dalla distribuzione primaria dell'Eni.

(3) Precedentemente gli accordi erano rivolti alle imprese che avevano accesso alle agevolazioni di cui al provvedimento CIP n° 6 del 29/4/92.

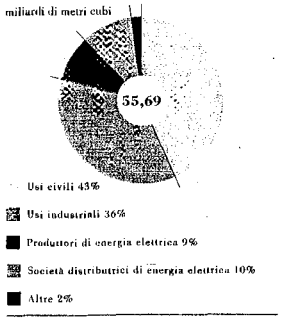


Italia - San Donato Milanese La sala dispacciamento gestisce la rete dei gasdotti bilanciando la domanda degli utenti con le diverse fonti di approvvigionamento

Approvvigionamento di gas naturale della distribuzione primaria in Italia nel 1998 per area geografica



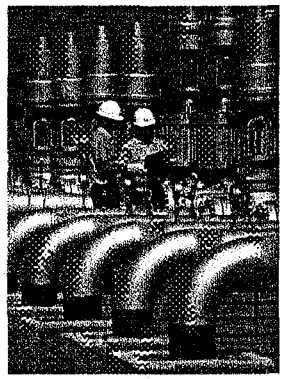
Vendite di gas naturale della distribuzione primaria nel 1998 per uso di destinazione



Approvvigionamento di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

	1994	1995	1996	1997	1998
Italia	18,33	18,05	17,05	16,81	17,72
Algeria	11,53	17,43	18,55	16,02	16,83
Algeria (GNL)	0,21	0,05	–	1,89	1,99
Russia	13,39	13,83	13,56	13,75	16,69
Olanda	4,45	3,62	4,45	5,00	3,02
Distribuzione primaria in Italia	**47,91**	**52,98**	**53,61**	**53,47**	**56,25**
Distribuzione secondaria all'estero			**2,91**	**2,90**	**2,85**
	47,91	**52,98**	**56,52**	**56,37**	**59,10**



Italia - centrale di compressione di Terranova L'Eni dispone, oltre ad un'estesa *rete di trasporto di gas naturale* a livello nazionale e internazionale e a campi di stoccaggio, di infrastrutture di trasporto costituite da 22 centrali di compressione, 1.335 impianti di telemisura e 553 impianti di decompressione

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha introdotto dal 1° maggio 1998 un criterio di aggiornamento delle tariffe della distribuzione urbana che, relativamente al costo della materia prima, tiene conto delle variazioni delle quotazioni nazionali ed estere del gasolio, applicando bimestralmente la più favorevole delle due all'utente finale ("clausola di salvaguardia"). Il criterio di aggiornamento del costo della materia prima verrà applicato per un periodo transitorio massimo di dodici mesi in vista della ridefinizione dell'ordinamento tariffario che, secondo le previsioni dell'Autorità, dovrebbe entrare in vigore entro tale termine.

Le vendite della distribuzione secondaria all'estero (2,73 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,06 miliardi di metri cubi, pari al 2,2%, nonostante l'incremento di 27 mila unità del numero degli utenti (915 mila al 31 dicembre 1998), per una stagione invernale più mite rispetto a quella del 1997.

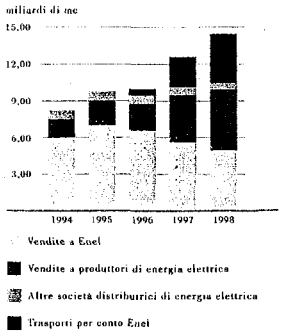
NUOVE INIZIATIVE ALL'ESTERO

È stato firmato con la compagnia russa Oao Gazprom un memorandum di intenti per la partecipazione paritetica alla realizzazione del progetto Blue Stream che riguarda la costruzione di un gasdotto di circa 400 chilometri tra la costa russa a quella turca del Mar Nero, e di una centrale di compressione in territorio russo nella zona di Dzubga. Il gasdotto avrà una capacità di trasporto a regime di circa 16 miliardi di metri cubi annui di gas naturale che saranno commercializzati congiuntamente in Turchia. Il contratto per la realizzazione del gasdotto è in fase di assegnazione alla Saipem, che possiede tecnologie e mezzi adeguati a un'opera di particolare complessità quale la posa del gasdotto a profondità d'acqua fino a 2.100 metri, in consorzio con Bouygues Offshore.

A seguito del memorandum di intenti firmato il 4 novembre 1997 con la compagnia di Stato croata Ina, sono stati definiti i termini generali della struttura societaria, finanziaria e contrattuale finalizzata alla realizzazione di un sistema per il trasporto di gas naturale dall'Italia alla Croazia; mediante tale sistema saranno trasportati a regime 2,2 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale oggetto del contratto di fornitura stipulato tra l'Eni e l'Ina, nonché eventuali ulteriori volumi di gas che saranno commercializzati congiuntamente dalle due società. La capacità di trasporto del gasdotto potrà essere aumentata fino a 5 miliardi di metri cubi/anno.

Sono stati sottoscritti con la Palestinian National Authority diversi accordi di collaborazione nel settore energetico che prevedono in particolare lo studio di un progetto per l'importazione di gas naturale e lo sviluppo delle relative infrastrutture nella striscia di Gaza. La commercializzazione nel territorio palestinese verrà attuata con la fornitura di gas egiziano a una società mista Eni e Palestinian National Authority. Il progetto si inquadra negli accordi con l'Egpc per la realizzazione di un gasdotto della lunghezza di 170 chilometri, già in costruzione, che collegherà i campi del Mediterraneo, nell'area di Port Said, alla città egiziana di El Arish, al confine con la striscia di Gaza.

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



Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

	1994	1995	1996	1997	1998
Civile (1)	20,37	22,60	23,56	22,34	24,21
Industria	17,74	18,93	18,96	19,49	19,98
Produttori di energia elettrica	1,54	2,04	2,20	3,88	4,99
Società distributrici di energia elettrica	6,71	7,75	7,27	6,26	5,48
Altre (2)	1,07	1,23	1,24	1,17	1,03
Distribuzione primaria in Italia	**47,43**	**52,55**	**53,23**	**53,14**	**55,69**
Distribuzione secondaria all'estero			**2,80**	**2,79**	**2,73**
	47,43	**52,55**	**56,03**	**55,93**	**58,42**

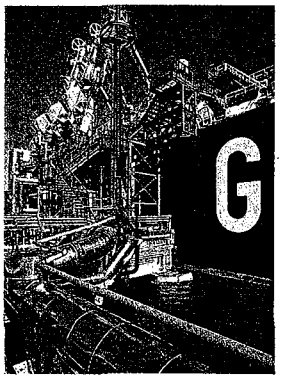
(1) Vendite effettuate a imprese locali di distribuzione; sono incluse le vendite a piccole industrie con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno effettuate per il tramite di imprese di distribuzione secondaria.

(2) Comprende le vendite ai settori chimico e per autotrazione nonché le esportazioni.

È stata acquistata dalla BG Plc una partecipazione del 5% della società Interconnector (UK) Ltd proprietaria del gasdotto tra il Regno Unito e il Belgio, della capacità di trasporto annua di 20 miliardi di metri cubi, e una quota della capacità di trasporto del gasdotto (500 milioni di metri cubi/anno a partire dall'ottobre 2000). L'acquisizione ha comportato un investimento complessivo di 12 milioni di sterline e consentirà all'Eni di partecipare al processo di evoluzione in atto nel mercato in Nord Europa, sempre più orientato verso nuove forme di commercializzazione del gas naturale e di utilizzo della capacità di trasporto dei gasdotti diverse da quelle in uso nell'Europa continentale, dove l'Eni tradizionalmente opera.

Nell'ambito degli accordi stipulati con la Depa (società di Stato greca per il gas naturale) sono iniziate le attività di studio per la realizzazione di un gasdotto che colleghi la rete di distribuzione di gas naturale italiana a quella greca e la costituzione di una società mista per la commercializzazione di gas naturale dell'Eni sul mercato greco e in paesi limitrofi per un volume, a regime, di 3,5 miliardi di metri cubi/anno.

L'Eni e la Slovensky Plynarensky Priemysel, società di Stato slovacca per la distribuzione e il trasporto del gas naturale, hanno siglato un memorandum di intenti che prevede l'avvio di uno studio di fattibilità e di un'analisi tecnica, economica e finanziaria per la costruzione di una centrale termoelettrica da 170 megawatt a Lucenec, nella Slovacchia centrale, per la cui realizzazione è prevista la costituzione di una joint venture.



Italia - Panigaglia, fase di scarico del GNL dalla metaniera "Portovenere"
Gli accordi stipulati con la Edison Gas e con l'Enel consentono di utilizzare al meglio le potenzialità di rigassificazione dell'impianto

TRASPORTI PER CONTO TERZI

Nel 1998 sono stati trasportati per conto terzi 9,96 miliardi di metri cubi di gas naturale, di cui 3,90 sul sistema estero, con un incremento di 1,89 miliardi di metri cubi, pari al 23,4%, dovuto principalmente all'entrata a regime dell'accordo con l'Enel che prevede il trasporto di 4 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale dall'Algeria dal 1° ottobre 1997. Nel 1998 la quantità di gas trasportato per conto terzi in Italia ha rappresentato circa il 10% delle quantità complessive di gas trasportato attraverso la rete dell'Eni in Italia.

È stato stipulato con la Edison Gas un accordo di fornitura da parte dell'Eni di un servizio integrato comprendente il trasporto marittimo di GNL proveniente dagli Emirati Arabi Uniti, la rigassificazione presso lo stabilimento di Panigaglia e il vettoriamento del gas rigassificato ad alcune centrali della Edison. L'accordo, già operativo, prevede il trasporto di 400 milioni di metri cubi di GNL entro il 30 giugno 1999.

DIRETTIVA UE SUL GAS

La Direttiva UE sul gas prevede un'apertura iniziale del mercato nazionale di ogni paese dell'Unione nella misura minima del 20% del consumo annuo totale di gas, del 28% entro i cinque anni successivi e del 33% entro i dieci. L'apertura del mercato sarà attuata attraverso una progressiva riduzione delle soglie di consumo necessarie per poter accedere alla rete di trasporto. Nella prima fase avranno accesso alla rete di trasporto i clienti che consumano almeno 25 milioni di metri cubi/anno di gas naturale per sito, dopo cinque anni i clienti che ne consumano 15 milioni e dopo dieci anni i clienti che ne consumano 5 milioni. La Direttiva riconosce un certo grado di protezione a favore di imprese che vengano a trovarsi (o rischino di trovarsi) in gravi difficoltà economiche e finanziarie per l'impossibilità di rispettare le clausole di "take or pay" contenute nei contratti di approvvigionamento; queste imprese potranno - a certe condizioni - chiedere deroghe temporanee all'accesso alla propria rete. Al fine di aumentare il grado di trasparenza, in aggiunta alla libertà di accesso alla rete a favore dei terzi, la Direttiva prevede la separazione contabile delle attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio del gas naturale e prevede tra l'altro un ampio margine di discrezionalità nel recepimento delle norme in essa contenute; essa dovrà essere recepita e applicata dagli Stati Membri entro l'anno 2000. È in corso la discussione parlamentare volta a conferire la delega al Governo per la trasposizione della Direttiva nella normativa italiana. L'Eni ritiene di essere in grado di poter competere in un mercato più concorrenziale, tenuto conto delle potenzialità di sviluppo del settore e delle opportunità che si presenteranno con l'apertura dei mercati energetici europei nel rispetto dei principi di reciprocità.

INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO E DI RIGASSIFICAZIONE

Nel 1998 la rete di gasdotti della distribuzione primaria in Italia è stata ulteriormente sviluppata; sono stati messi in esercizio 631 chilometri portando l'estensione totale della rete a 28.731 chilometri. Alla fine del 1998 erano in esercizio in Italia infrastrutture di trasporto di gas naturale costituite da 22 centrali di compressione, 1.355 impianti dotati di sistemi di telemisura e 553 impianti di decompressione. Per il trasporto internazionale del gas l'Eni si avvale di una rete di circa 3 mila chilometri, composta da tre sistemi ad alta pressione che trasportano il gas naturale dai punti di consegna ai punti di trasferimento al confine italiano.

Negli ultimi anni l'Eni ha effettuato rilevanti investimenti per espandere la sua rete internazionale, con il raddoppio del gasdotto Transmediterraneo e con l'installazione di capacità di compressione addizionale per i gasdotti provenienti dalla Russia, la cui prima fase è stata completata nei primi mesi del 1998. L'Eni ha in corso inoltre il potenziamento della rete di importazione dal Nord Europa, che consentirà di trasportare le quantità addizionali di gas naturale pattuite nei contratti di fornitura dall'Olanda e quelle pattuite nel contratto di fornitura dalla Norvegia (complessivamente circa 10 miliardi di metri cubi).

Nel 1998 la rete di gasdotti della distribuzione secondaria è stata incrementata in Italia e all'estero. Al 31 dicembre 1998 l'estensione della rete in Italia era di 95.060 chilometri e all'estero di 20.561 chilometri di proprietà e di 6.355 chilometri in gestione.

Nel 1998 il terminale di Panigaglia ha rigassificato l'equivalente di circa 2,1 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'esecuzione degli accordi in corso di perfezionamento con l'Enel per lo swap con Gaz de France del gas acquistato da Enel in Nigeria consentirà di sfruttare integralmente le potenzialità di rigassificazione dell'impianto (circa 3,5 miliardi di metri cubi/anno).

INVESTIMENTI

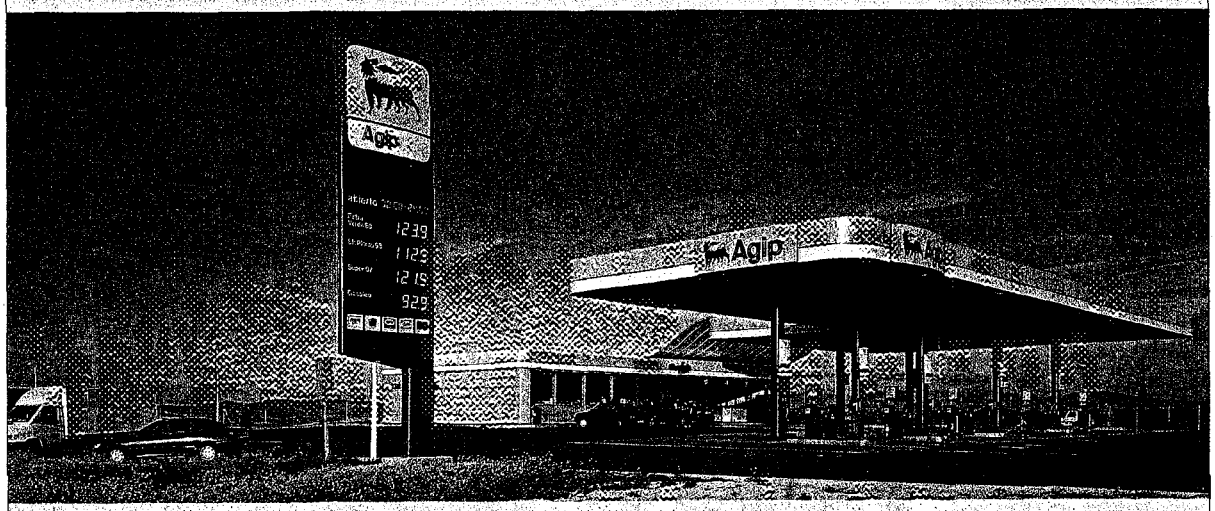
Nel 1998 sono stati effettuati investimenti per 1.783 miliardi di lire (al netto dei contributi in conto capitale di 70 miliardi di lire), con un aumento di 76 miliardi di lire rispetto al 1997. Gli investimenti nella distribuzione primaria (865 miliardi di lire) hanno interessato in particolare lo sviluppo della rete di trasporto e distribuzione in Italia (822 miliardi di lire) e il potenziamento del sistema di importazione dal Nord Europa e dalla Russia (43 miliardi di lire). Nell'attività di trasporto marittimo sono stati investiti 168 miliardi di lire per il completamento della costruzione della nave metaniera "Lng Lerici" da 65.000 metri cubi entrata in esercizio nel mese di aprile. Gli investimenti nella distribuzione secondaria (608 miliardi di lire) hanno interessato principalmente lo sviluppo e l'estensione della rete urbana in Italia.

RAFFINAZIONE E MARKETING

■ L'incorporazione della IP, con il mantenimento dei due marchi e la concentrazione a Genova dell'attività logistica del settore, si inquadra nel processo di riorganizzazione delle attività

■ La chiusura di circa 800 punti vendita conferma l'impegno dell'Eni nel processo di razionalizzazione del sistema di distribuzione in atto in Italia

■ L'acquisizione di una rete di distribuzione carburanti in Brasile si inserisce nella strategia di rafforzamento selettivo nei mercati esteri con elevate potenzialità



(milioni di €)				(miliardi di lire)
1998		1996	1997	**1998**
10.375	Ricavi (1)	21.930	22.914	**20.088**
730	Utile operativo	415	1.118	**1.413**
586	Investimenti	1.131	959	**1.135**
	Dipendenti al 31 dicembre (numero)	19.665	18.440	**18.406**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

APPROVVIGIONAMENTO E LOGISTICA

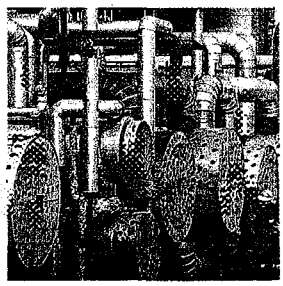
Nel 1998 sono stati acquistati 41,46 milioni di tonnellate di petrolio (36,90 nel 1997), di cui 12,93 dal settore Esplorazione e Produzione dell'Eni, 14,09 con contratti a termine con i paesi produttori e 14,44 sul mercato spot. Il petrolio acquistato proviene per il 33% dall'Africa Settentrionale, per il 35% dal Medio Oriente, per il 13% dall'Italia, per il 13% dai paesi dell'ex Unione Sovietica e per il 6% da altre aree. Sono stati inoltre acquistati 2,83 milioni di tonnellate di semilavorati (3,70 nel 1997). Il greggio acquistato base FOB (pari al 60% del totale) è stato trasportato per il 58% con navi possedute o gestite dall'Eni sulla base di contratti time charter (45% nel 1997).

Spagna - stazione di Sarracin-Burgos
Con l'incremento dei punti vendita nella Penisola Iberica (192 a fine anno) l'Eni prosegue nella direzione di un rafforzamento selettivo all'estero nei mercati con elevate potenzialità

PRODUZIONE

I prodotti disponibili dalle lavorazioni in Italia e all'estero (40,10 milioni di tonnellate) hanno registrato un aumento di 3,70 milioni di tonnellate, pari al 10,2%, principalmente per le maggiori lavorazioni in Italia nelle raffinerie interamente possedute che, oltre a essere saturate negli

impianti di conversione, hanno eseguito anche redditive lavorazioni marginali a ciclo semplice (topping e topping/reforming); l'utilizzo della capacità standard di raffinazione è aumentato di 9 punti percentuali (dal 94% del 1997 al 103%). Le nuove specifiche sulle benzine, entrate in vigore il 1° luglio 1998 (volume massimo di benzene e di aromatici, rispettivamente dell'1% e del 40%), non hanno influenzato la produzione, già allineata a questi standard qualitativi da tre anni. Il progetto per la realizzazione e la gestione di una raffineria nell'isola di Hainan nel Sud Est della Cina è stato abbandonato a seguito della ridefinizione delle competenze territoriali tra gli enti di Stato cinesi. La nuova società di Stato cinese competente per le province del sud della Cina non si è infatti dichiarata disponibile ad assumere gli impegni precedentemente concordati con la società provinciale competente all'epoca della stipula degli accordi; di conseguenza è venuta meno la possibilità di commercializzazione dei prodotti nella provincia del Guandong, che rappresentava una delle condizioni fondamentali per assicurare la redditività del progetto.



Italia - particolare dell'impianto di Priolo
La raffineria di Priolo è specializzata nella raffinazione del greggio Bu-Attifel di produzione Eni ad alto contenuto di paraffina. Le cariche paraffiniche ottenute sono utilizzate per la produzione integrata di olefine nella raffineria petrolchimica di Priolo

DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Vendite rete

Nel 1998 le vendite di prodotti petroliferi (15,83 milioni di tonnellate) hanno registrato un aumento di 0,81 milioni di tonnellate, pari al 5,4%, dovuto prevalentemente alle maggiori vendite all'estero, anche a seguito dell'acquisizione di una società di distribuzione di prodotti petroliferi in Brasile.

Vendite rete Italia

In presenza di un incremento del 3,0% dei consumi nazionali, i volumi distribuiti dall'Eni sul mercato rete (12,37 milioni di tonnellate) sono aumentati di 0,28 milioni di tonnellate, pari al 2,3%. La quota di mercato si è lievemente ridotta (dal 43,4 al 43,1%) a seguito della cessione di 105 punti vendita, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal successo della campagna "Fai da te" iniziata nell'aprile 1997. L'erogato medio (1.475 mila litri) è aumentato del 5,0%. Al 31 dicembre 1998 la rete di distribuzione era costituita da 9.828 punti vendita (di cui circa il 68% di proprietà), con una riduzione di 787 unità rispetto al 1997 dovuta alla chiusura/cessione di 834 punti vendita, parzialmente compensata dalla costruzione/acquisizione di 47 punti vendita. La riduzione è legata al processo di razionalizzazione del sistema di distribuzione in atto in

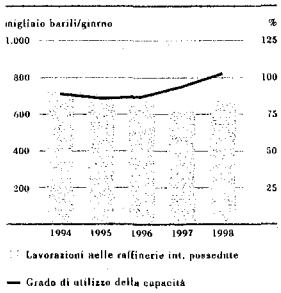
Disponibilità di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)

	1994	1995	1996	1997	1998
Italia					
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	36,60	35,60	35,90	31,10	34,05
Lavorazioni in conto terzi	(3,10)	(3,60)	(3,50)	(3,50)	(3,24)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	5,60	4,80	4,80	8,00 (1)	7,90 (1)
Consumi e perdite	(2,80)	(2,00)	(2,00)	(2,00)	(1,94)
Prodotti disponibili da lavorazioni	**36,30**	**34,80**	**35,20**	**33,60**	**36,77**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	4,80	5,92	5,16	6,75	5,74
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(3,40)	(3,10)	(2,80)	(4,20)	(6,51)
Prodotti venduti	**37,70**	**37,62**	**37,56**	**36,15**	**36,00**
Estero					
Prodotti disponibili da lavorazioni	**4,20**	**3,30**	**2,60**	**2,80**	**3,33**
Acquisti di prodotti e variazione scorte	7,00	7,88	8,40	8,45	8,35
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	3,40	3,10	2,80	4,20	6,51
Prodotti venduti	**14,60**	**14,28**	**13,80**	**15,45**	**18,19**
Vendite di prodotti petroliferi in Italia ed all'estero	**52,30**	**51,90**	**51,36**	**51,60**	**54,19**

(1) Include le lavorazioni sulla Raffineria di Milazzo.

Lavorazioni e grado di utilizzo delle raffinerie interamente possedute in Italia



Italia e, in misura minore, alla cessione alla Erg Petroli SpA di 104 punti vendita nell'ambito dell'accordo con cui è stata ceduta alla Erg SpA la partecipazione del 20% nella Erg Petroli SpA, proprietaria della raffineria di Melilli.

Il processo di razionalizzazione del sistema di distribuzione in Italia è giunto a un punto di svolta con il decreto legislativo n. 32 dell'11 febbraio 1998 che prevede l'introduzione di una serie di strumenti per adeguare la rete di distribuzione agli standard europei, anche attraverso una significativa riduzione del numero dei punti vendita. Il decreto fa rinvio a numerosi provvedimenti attuativi, tuttora in fase di definizione. Le società petrolifere hanno chiuso punti vendita marginali contenuti nell'elenco di circa 2.350 (di cui 811 Eni) già comunicato al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. L'Eni ha completato nel termine previsto il programma di chiusure indicato al Ministero.

Nel corso dell'anno è stata consolidata la politica concorrenziale sui prezzi, che sono stati mantenuti sistematicamente sui livelli più bassi del mercato, recependo prontamente le variazioni al ribasso delle quotazioni internazionali.

Il miglioramento della qualità del servizio al cliente ha comportato l'intensificazione del processo di automazione della rete, che ha consentito di dotare 4.300 punti vendita Agip e IP di un sistema di carte di credito aziendali.



Italia - Pesaro, distributore IP
Nel quadro del piano di riorganizzazione aziendale è stata eseguita l'incorporazione della IP SpA nell'AgipPetroli SpA. Il mantenimento dei due marchi si inquadra nella strategia di differenziazione il cui obiettivo è di garantire un'ampia copertura delle esigenze dei consumatori

Campagna "Fai da te"
Nelle stazioni di servizio Agip e IP in Italia dotate di linee di self service è proseguita la campagna "Fai da te" con la riduzione del prezzo dei carburanti di 50 lire al litro nella rete autostradale e nelle tangenziali, e di 40 lire al litro nella rete ordinaria. Al 31 dicembre 1998 le stazioni di servizio interessate alla campagna erano 2.410 (pari al 25% della rete dell'Eni in Italia), con una copertura dell'erogato complessivo di circa il 45%. L'ampia adesione della clientela ha comportato un sensibile aumento delle vendite nelle stazioni di servizio interessate alla campagna.

Incorporazione della IP nell'AgipPetroli
Nel quadro del piano di riorganizzazione aziendale, con decorrenza dalle ore 24.00 del 31 dicembre 1998, è stata eseguita l'incorporazione della IP SpA nell'AgipPetroli SpA. È stato costituito a Genova un polo direzionale composto, fra l'altro, da una divisione logistica dell'intero settore, già operativa dal 1997, e da una divisione commerciale che riguarda le attività relative al marchio IP, oltre alle attività di staff di supporto ai business. Il mantenimento dei due marchi si inquadra nella strategia di differenziazione, con l'obiettivo di garantire una più ampia copertura delle esigenze dei consumatori.

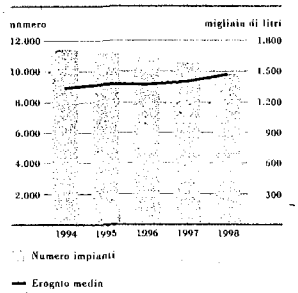
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero

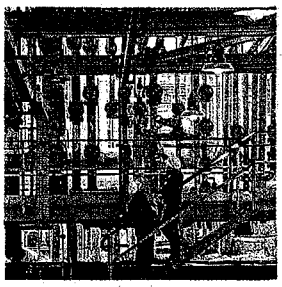
(milioni di tonnellate)

	1994	1995	1996	1997	1998
Rete	12,10	12,60	12,38	12,09	12,37
Extrarete	13,40	13,30	12,10	11,30	11,38
	25,50	**25,90**	**24,48**	**23,39**	**23,75**
Petrolchimica	6,50	6,61	6,18	5,97	5,75
Altre vendite (1)	5,70	5,11	6,90	6,79	6,50
Vendite in Italia	**37,70**	**37,62**	**37,56**	**36,15**	**36,00**
Rete	3,14	3,10	3,07	2,93	3,46
Extrarete	5,38	6,31	6,25	6,17	6,20
	8,52	**9,41**	**9,32**	**9,10**	**9,66**
Altre vendite (1)	6,08	4,87	4,48	6,35	8,53
Vendite all'estero	**14,60**	**14,28**	**13,80**	**15,45**	**18,19**
	52,30	**51,90**	**51,36**	**51,60**	**54,19**

(1) Comprende i carburanti per bunkeraggio, i consumi per produzione di energia elettrica e le vendite a società petrolifere.

Impianti rete in Italia e erogato medio





Italia - particolare dell'impianto di topping di Priolo Nel 1998 oltre a saturare gli impianti di conversione, sono state effettuate lavorazioni marginali a ciclo semplice (topping e topping/reforming)

Vendite rete estero

È stato acquistato il 73% delle azioni rappresentanti il capitale sociale della società di distribuzione di prodotti petroliferi Companhia Sao Paulo de Petròleo, per il corrispettivo di 390 miliardi di lire. Al 31 dicembre 1998 la società disponeva (prevalentemente in regime di convenzione) di 1.056 punti vendita, con un erogato medio di 1.122 mila litri, concentrati in particolare nelle regioni centrali del Brasile. La quota di mercato è del 5,3% nelle regioni in cui opera e del 2,3% a livello nazionale. La società ha la disponibilità di depositi propri e di terzi con capacità complessiva di circa 47 mila metri cubi. L'acquisizione consolida la posizione dell'Eni in Brasile, dove è già leader nel settore del GPL, e si inserisce nella strategia di rafforzamento selettivo all'estero nei mercati con elevate potenzialità.

Le vendite di prodotti petroliferi sulla rete all'estero (3,46 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,53 milioni di tonnellate, pari al 18,1%, prevalentemente per le maggiori vendite in Brasile, Spagna, Romania e Nigeria. Al 31 dicembre 1998 la rete di distribuzione all'estero è costituita da 3.156 punti vendita (2.141 al 31 dicembre 1997), con un incremento di 1.015 unità connesso prevalentemente all'acquisizione della rete di vendita in Brasile, all'espansione della rete nei Paesi dell'Est e nella Penisola Iberica, parzialmente compensate dalla cessione di punti vendita marginali in Germania e in Africa. L'erogato medio della rete estera è stato 1.661 mila litri (1.753 nel 1997).

Vendite extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (11,38 milioni di tonnellate) non hanno subito variazioni di rilievo. In presenza di un aumento dei consumi nazionali dell'1,2%, la quota di mercato è leggermente diminuita (dal 23,1% al 23,0%).

All'estero le vendite sul mercato extrarete (6,20 milioni di tonnellate) non hanno subito variazioni di rilievo. Le altre vendite (7,32 milioni di tonnellate) hanno registrato un incremento di 2,59 milioni di tonnellate dovuto prevalentemente alle maggiori produzioni delle raffinerie italiane.

Attività GPL

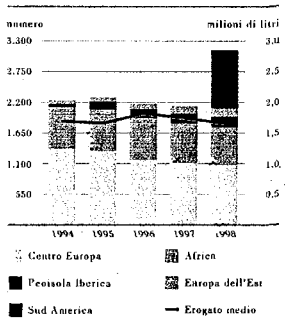
Le vendite in Italia (1,26 milioni di tonnellate comprese le vendite rete) sono diminuite di 140 mila tonnellate. La quota di mercato complessiva è stata del 26,8% (29,7% nel 1997); quella relativa al solo GPL per autotrazione è stata del 34,8% (37,7% nel 1997). All'estero le vendite sono state pari a 2,06 milioni di tonnellate, con un incremento di 180 mila tonnellate, principalmente per l'aumento dei volumi venduti in Brasile. La quota di mercato detenuta in Brasile e in Ecuador è stata, rispettivamente, del 21,9% e del 35,8% (rispettivamente 21,5% e del 36,0% nel 1997).

ALTRE ATTIVITÀ

Nell'ambito della politica di concentrazione sul proprio core business, in data 30 dicembre 1998 è stato stipulato un contratto di vendita di 17 alberghi (di cui uno di proprietà del settore Gas Naturale) e del 100% della partecipazione nella Afi Hotels Ltd, società che li gestisce.

INVESTIMENTI

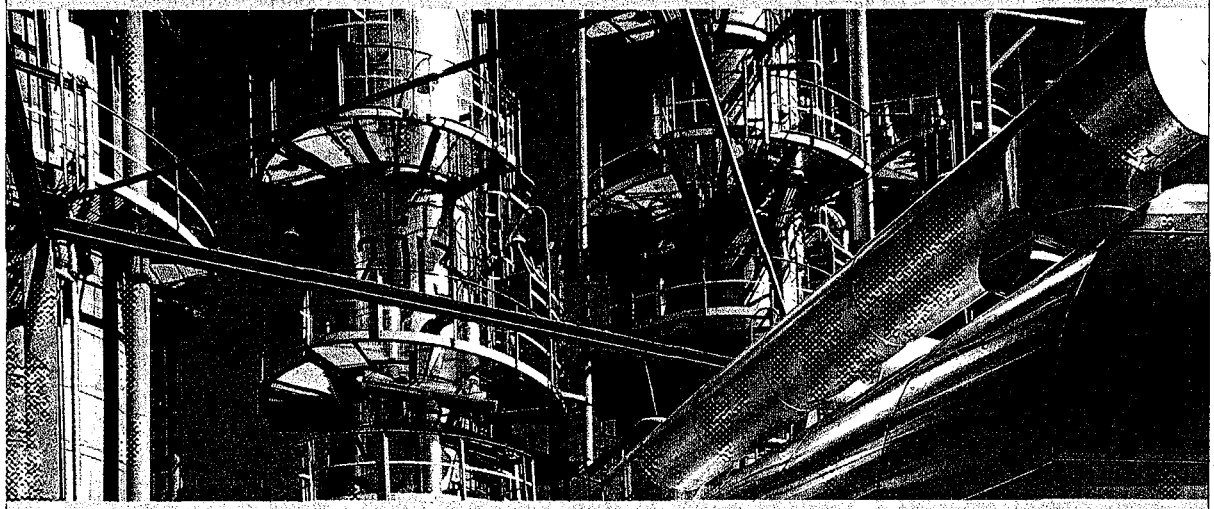
Estero: impianti rete e erogato medio



Nel 1998 sono stati effettuati investimenti per 1.135 miliardi di lire, con un aumento di 176 miliardi di lire rispetto al 1997; gli investimenti all'estero hanno rappresentato il 17,8% del totale. Gli investimenti nella raffinazione in Italia (303 miliardi di lire) hanno riguardato in particolare la realizzazione dell'impianto di desolforazione dei fumi della raffineria di Gela, il completamento dei progetti di riduzione allo 0,05% del contenuto di zolfo nel gasolio per autotrazione nonché interventi di miglioramento ambientale e della qualità dei prodotti. Gli investimenti nella distribuzione di prodotti petroliferi sulla rete Italia (351 miliardi di lire) hanno riguardato in particolare il processo di riqualificazione della rete, con la realizzazione/avvio della costruzione di 68 impianti, la ristrutturazione di 83 stazioni di servizio della rete portante e l'installazione di impianti recupero vapori. Gli investimenti all'estero (200 miliardi di lire) hanno riguardato prevalentemente la modernizzazione e il potenziamento della rete di distribuzione, soprattutto in Europa, nonché l'attività GPL in Brasile.

PETROLCHIMICA

■ La focalizzazione sulle attività del core business, il processo di razionalizzazione ed il buon posizionamento competitivo sui mercati europei hanno consentito di attenuare gli effetti negativi della fine del ciclo di ricostituzione delle scorte e della crisi asiatica



(milioni di €) 1998		1996	1997	(miliardi di lire) 1998
4.048	Ricavi (1)	9.805	9.653	7.838
0	Utile operativo	196	362	0
331	Investimenti	305	348	640
	Dipendenti al 31 dicembre (numero)	16.747	16.007	14.327

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

PRODUZIONI E VENDITE

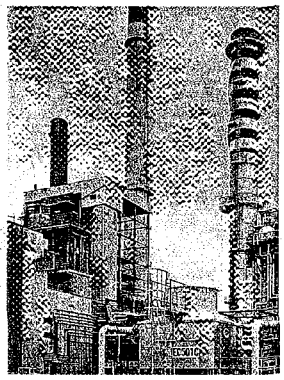
Italia - Priolo Il polo petrolchimico di Priolo è integrato operativamente con l'adiacente raffineria Eni ed è collegata tramite etilenodotti al polo di Gela, consentendo una maggiore flessibilità operativa

Nel 1998 l'industria petrolchimica europea ha mostrato segni di rallentamento rispetto al 1997 per la fine del ciclo di ricostituzione delle scorte e per l'effetto della crisi asiatica che ha determinato il ridimensionamento di importanti mercati di sbocco e, parallelamente, l'aumento dei flussi di importazione in Europa, provenienti dagli Stati Uniti, dal Medio Oriente e dall'Estremo Oriente.

Le vendite dei prodotti del core business (5,5 milioni di tonnellate) sono diminuite di 549 mila tonnellate, pari al 9,0%, in particolare nella petrolchimica di base, per la flessione della domanda e per la minore disponibilità di prodotto.

Le produzioni del core business (8,3 milioni di tonnellate) hanno registrato una flessione di 733 mila tonnellate, pari all'8,1%, riferita principalmente alla petrolchimica di base (723 mila tonnellate) per la minore domanda e per effetto di alcune fermate poliennali programmate per manutenzione di impianti e delle temporanee riduzioni di marcia di impianti a Porto Marghera conseguenti a problemi di natura ambientale. Il tasso di utilizzo degli impianti è stato dell'80% (86% nel 1997). Le materie prime petrolifere approvvigionate dal settore Raffinazione e Marketing hanno coperto il 65,2% del fabbisogno (64,9% nel 1997).

Al 31 dicembre 1998 la rete commerciale copriva 27 paesi, con vendite localizzate per il 61% in Italia, per il 30% nel resto dell'Europa e per il rimanente 9% nelle Americhe e in Asia.



Italia - particolare dell'impianto turbogas di Ravenna Nel marzo 1999 è stata completata la costruzione dell'impianto che ha una capacità produttiva di 120 megawatt

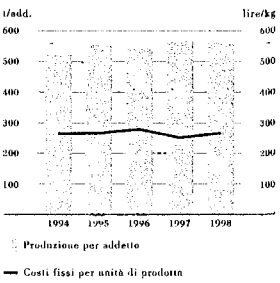
Petrolchimica di base

In Europa l'Eni detiene forti posizioni competitive nell'etilene e nel fenolo ed è uno dei maggiori produttori di acrilonitrile, di caprolattame e di cloro e derivati. Il principale utilizzo dei prodotti ottenuti dalla petrolchimica di base è all'interno dei cicli di produzione della stessa industria chimica come materia prima per la produzione di altri prodotti.

Nel 1998 le vendite della petrolchimica di base (4,2 milioni di tonnellate) sono diminuite di 512 mila tonnellate, pari al 10,9%. I volumi di vendita delle olefine e degli aromatici si sono ridotti complessivamente di 207 mila tonnellate (pari all'8,5% per le olefine e al 5,2% per gli aromatici) a seguito della minore disponibilità di prodotti dovuta alle fermate per manutenzione degli impianti di Priolo e di Dunkerque e per effetto della contrazione della domanda in particolare nella seconda parte dell'anno. La riduzione delle vendite ha interessato inoltre i cloroderivati (23,4%), per la minore domanda di dicloroetano, e gli intermedi (8,6%), in particolar modo il fenolo (7,5%), a causa della minore disponibilità del prodotto conseguente alla fermata per manutenzione programmata dell'impianto di Mantova, nonché il caprolattame (16,0%) e l'acrilonitrile (18,8%) per la difficile situazione di mercato nel settore fibre e nelle plastiche ABS.

Le produzioni della petrolchimica di base sono state pari a 6,9 milioni di tonnellate, con una riduzione di 0,7 milioni di tonnellate, pari al 9,5%. Il 53,9% della produzione è stato destinato al ciclo interno (stessa quota del 1997).

Petrolchimica: produzione per addetto e costi fissi per unità di prodotto



Polimeri

I più importanti polimeri prodotti dall'Eni sono i polistiroli e i poliuretani. I principali impieghi dei polimeri sono nell'industria automobilistica, nell'elettronica, negli imballaggi, negli elettrodomestici, nelle vernici e nelle calzature. Circa il 78% delle materie prime utilizzate è di provenienza interna al settore. L'Eni produce inoltre tecnopolimeri, leghe e blends di polimeri.

Nel 1998 le vendite dei polimeri (850 mila tonnellate) sono diminuite di 10 mila tonnellate, pari all'1,2%, principalmente per le minori vendite di polietilene (5,7%) e di polioli (5,5%) a causa del forte incremento di importazioni dall'Estremo Oriente, in parte compensate dall'aumento dei volumi venduti di TDI (5,3%) per la più elevata disponibilità di prodotto.

I volumi prodotti sono rimasti agli stessi livelli del 1997 (la crescita è pari allo 0,2%); l'aumento delle produzioni di polistiroli (2,2%) e di TDI (6,3%) è stato compensato dalle minori produzioni di polioli (7,7%) e MDI (7,1%), per effetto della fermata dell'impianto di Brindisi per il potenziamento della capacità produttiva effettuata nel mese di agosto.

Principali prodotti

(migliaia di tonnellate)

	Disponibilità					Vendite				
	1994	1995	1996	1997	1998	1994	1995	1996	1997	1998
Petrolchimica di base	8.061	7.471	7.257	7.592	6.869	3.717	4.133	4.512	4.684	4.172
Polimeri	2.155	1.057	871	888	890	2.077	1.021	846	860	850
Elastomeri	553	582	510	544	532	551	559	500	537	510
Totale core business	**10.769**	**9.110**	**8.638**	**9.024**	**8.291**	**6.345**	**5.713**	**5.858**	**6.081**	**5.532**
Totale non core business	**1.690**	**419**	**91**	**33**	**3**	**1.306**	**446**	**96**	**32**	**5**
Consumi e perdite	(5.540)	(4.318)	(3.798)	(3.920)	(3.724)					
Acquisti e variazione rimanenze	732	948	1.023	976	967					
	7.651	**6.159**	**5.954**	**6.113**	**5.537**	**7.651**	**6.159**	**5.954**	**6.113**	**5.537**

Elastomeri

L'Eni è leader europeo nella produzione di gomme SBR e co-leader europeo nella produzione di gomma polibutadiene, gomme termoplastiche e gomme etilene-propilene. I principali mercati di sbocco sono rappresentati dall'industria automobilistica, dei cavi, degli adesivi e manifatturiera in genere. Circa il 60% delle materie prime è di provenienza interna al settore.

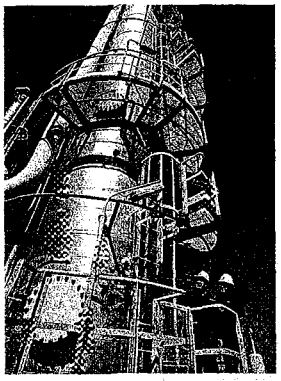
Le vendite degli elastomeri (510 mila tonnellate) hanno registrato una riduzione di 27 mila tonnellate, pari al 5,1%, che ha interessato principalmente le gomme termoplastiche (9,7%) a seguito della crescente concorrenza in Europa dei prodotti provenienti dall'Estremo Oriente. Le produzioni di elastomeri (532 mila tonnellate) sono diminuite di 12 mila tonnellate, pari al 2,3%, principalmente per la riduzione delle gomme SBR (8,9%), in parte compensata dall'incremento delle gomme polibutadieniche (1,9%), soprattutto Intene.

Polimeri Europa

La Polimeri Europa è una joint venture paritetica tra l'Eni e la Union Carbide Corporation divenuta operativa dall'aprile del 1995. Con una capacità produttiva annua di 2 milioni di tonnellate è co-leader in Europa nella produzione di polietilene (quota di mercato 13,3%). Le attività della Polimeri Europa sono parzialmente integrate a monte attraverso la produzione di etilene; l'ulteriore fabbisogno è coperto prevalentemente attraverso acquisti dal settore Petrolchimica dell'Eni.

Le vendite dei prodotti della petrolchimica di base (295 mila tonnellate) hanno registrato una riduzione di 13 mila tonnellate, pari al 4,2%, mentre quelle dei polimeri (1.234 mila tonnellate) sono aumentate di 80 mila tonnellate, pari al 6,9%, a seguito dell'andamento del mercato e della maggiore capacità produttiva disponibile per l'avvio a settembre 1997 del nuovo impianto "Gas Phase" di Brindisi per la produzione di polietilene lineare e ad alta densità.

Le produzioni della petrolchimica di base (816 mila tonnellate) si sono ridotte del 6,0%, mentre quelle di polimeri (1.268 mila tonnellate) sono aumentate del 6,9% a seguito dell'avvio del nuovo impianto di Brindisi.

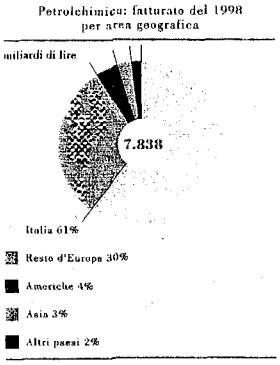


Italia - Priolo, impianto di ossido di propilene Nel 1998 è stato completato l'incremento di 20 mila tonnellate della capacità produttiva dell'impianto

INVESTIMENTI

Nel 1998 sono stati effettuati investimenti per 640 miliardi di lire (al netto dei contributi in conto capitale di 14 miliardi di lire), con un aumento di 292 miliardi di lire rispetto al 1997.

Nel corso dell'anno è stato completato il raddoppio dell'impianto ossido di propilene di Priolo e il potenziamento da 50.000 a 70.000 tonnellate/anno della capacità produttiva dell'impianto MDI a Brindisi; sono in corso di realizzazione il potenziamento di 75.000 tonnellate/anno della capacità produttiva dell'impianto di fenolo a Porto Torres e il potenziamento degli impianti di paraxilolo a Priolo e di meta-xilolo a Cagliari. La costruzione del nuovo impianto turbogas da 120 megawatt a Ravenna è stata completata nel marzo 1999. Inoltre sono stati effettuati investimenti per l'introduzione del sistema informativo SAP R/3 e, più in generale, delle procedure gestionali avanzate previste dal progetto "EniChem 2000", i cui lavori sono iniziati nel 1997; i costi sostenuti nel 1998 ammontano a 37 miliardi di lire per l'hardware e a 68 miliardi di lire per il software.



INGEGNERIA E SERVIZI

■ È in costruzione la nuova nave di perforazione per alti fondali "Saipem 10000" che realizzerà la campagna di servizi di perforazione dell'Eni in diverse aree geografiche nel periodo 2000-2005

■ È stata intensificata la presenza in aree geografiche con notevoli potenzialità, quali l'America Latina, l'Africa Occidentale e il Mare del Nord



(milioni di €)				(miliardi di lire)
1998		1996	1997	**1998**
3.348	Ricavi (1)	4.939	5.595	**6.483**
198	Utile operativo	308	327	**384**
354	Investimenti	277	459	**685**
	Dipendenti al 31 dicembre (numero)	13.908	14.798	**16.235**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

Mare del Nord - sullo sfondo, il Saipem 7000 La Saipem detiene il record di sollevamento in posizionamento dinamico (10.400 tonnellate sollevate) con il mezzo semisommergibile Saipem 7000

ATTIVITÀ COMMERCIALE

Nel corso dell'anno sono stati acquisiti ordini per complessivi 6.278 miliardi di lire (7.446 nel 1997) di cui l'86% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 24% lavori assegnati da imprese dell'Eni; la flessione degli ordini acquisiti è attribuibile principalmente alla debolezza del mercato indotta dal rallentamento dei programmi di investimento dei paesi produttori e delle società petrolifere. Il portafoglio ordini residuo al 31 dicembre 1998 ammonta a 9.549 miliardi di lire, di cui l'82% riguarda lavori da realizzare all'estero e il 17% lavori assegnati da imprese dell'Eni.

Fra le acquisizioni più significative sono da evidenziare:

nell'attività *ingegneria*, il contratto per la realizzazione chiavi in mano del complesso fertilizzanti a Bahia Blanca in Argentina, la cui consegna è prevista nel 2000, che fa seguito a quello per la costruzione chiavi in mano di un complesso fertilizzanti ammoniaca e urea nell'area industriale di Jose in Venezuela. L'impianto di Bahia Blanca, composto da una linea ammoniaca da 2.050 tonnellate/giorno e da una linea urea da 3.250 tonnellate/giorno (con tecnologia Snamprogetti), è il più grande al mondo per capacità installata su un'unica linea. L'acquisizione di questi contratti consentirà all'Eni di consolidare la leadership nella costruzione di impianti ammoniaca-urea nonché la presenza in America Latina;

nell'attività *costruzioni e perforazioni:* (i) la campagna dei servizi di perforazione in alti fondali, per conto del settore Esplorazione e Produzione, da realizzarsi principalmente mediante l'impiego della nave in costruzione per perforazioni in alti fondali Saipem 10000; (ii) il contratto chiavi in mano per la realizzazione del progetto "Muglad Basin Oil Development" in Sudan, che preve-

de la costruzione di sette stazioni di pompaggio, di un terminale marino inclusivo di 5 serbatoi e di una linea offshore con relativa boa di caricamento; (iii) il contratto chiavi in mano per la realizzazione del progetto "Hawiyah", in Arabia Saudita, che prevede la posa di un sistema di gasdotti di diverse dimensioni per complessivi 583 chilometri e la conversione in gasdotto di un oleodotto della lunghezza di 150 chilometri. Sono stati inoltre acquisiti diversi contratti in aree geografiche con notevoli potenzialità quali il Mare del Nord e l'Africa Occidentale.

ATTIVITÀ OPERATIVA

I lavori più significativi in fase di esecuzione a fine anno sono:

nell'attività *ingegneria:* (i) il complesso di liquefazione di 6 milioni di tonnellate/anno di gas naturale a Bonny, in Nigeria; (ii) l'espansione della raffineria di Ruwais ad Abu Dhabi, con la realizzazione di due linee in parallelo per la distillazione dei condensati, la stabilizzazione della benzina, l'addolcimento del cherosene e del GPL; (iii) due impianti di gassificazione di residui di raffineria e cogenerazione a ciclo combinato presso la raffineria Isab di Priolo e presso la raffineria Saras di Sarroch della capacità, rispettivamente, di 512 e 550 megawatt; (iv) la realizzazione del complesso di trattamento gas naturale di Asab (Abu Dhabi);

nell'attività *costruzioni e perforazioni:* (i) la costruzione in India di un terminale di prodotti petroliferi e criogenici e l'installazione di due ormeggi galleggianti temporanei per il carico e lo scarico di petroliere collegati a mezzo di sealines; (ii) la posa di gasdotti di diverse dimensioni per complessivi 209 chilometri destinati al trasporto del gas naturale all'impianto di liquefazione di Bonny.

Il 31 luglio 1998 la Conferenza di Servizi relativa al progetto TAV ha approvato i progetti del tronco Reggio Emilia-Modena concludendo il processo autorizzativo dell'intera tratta Milano-Bologna. Sono in corso le trattative per la ridefinizione del valore del contratto sulla base del progetto, la cui offerta è stata presentata il 4 dicembre 1998.

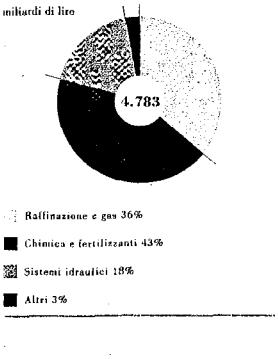


Italia - San Donato Milanese
La Snamprogetti fornisce servizi di ingegneria, di supporto tecnologico e di project management a livello internazionale ad un'ampia gamma di clienti pubblici e privati

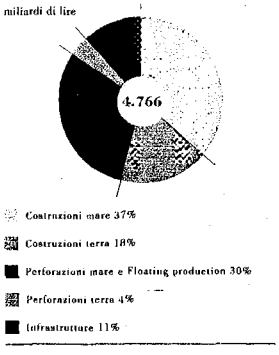
INVESTIMENTI

Nel 1998 sono stati effettuati investimenti per complessivi 685 miliardi di lire (al netto dei contributi in conto capitale di 2 miliardi di lire), con un aumento di 226 miliardi di lire rispetto al 1997. Gli investimenti più significativi hanno interessato prevalentemente l'attività *costruzioni e perforazioni* con la realizzazione della nuova nave di perforazione per alti fondali Saipem 10000, che sarà completata nel 2000. La nave, dotata di doppio scafo con una capacità di stoccaggio di 140.000 barili per la verifica della produttività dei pozzi, è progettata per operare a una profondità d'acqua di 3.000 metri e consentirà all'Eni di consolidare la propria presenza in un settore in fase di espansione per la crescente richiesta di perforazioni in acque profonde. Gli altri investimenti hanno interessato la conversione dello Scarabeo 7 da "floatel" a mezzo semisommergibile di perforazione, adatto a operare in acque profonde fino a 1.200 metri e a perforare a oltre 7.000 metri di profondità, e l'installazione sul Saipem 7000 di un sistema per la posa di condotte in acque profonde.

Ingegneria: portafoglio ordini residuo al 31 dicembre 1998



Costruzioni e perforazioni: portafoglio ordini residuo al 31 dicembre 1998



Ordini acquisiti e portafoglio ordini

(miliardi di lire)

	1994	1995	1996	1997	1998
Ordini acquisiti					
Costruzioni e perforazioni	2.624	2.579	2.976	3.986	3.526
Ingegneria	2.624	2.484	2.705	3.460	2.752
	5.248	**5.063**	**5.681**	**7.446**	**6.278**
Portafoglio ordini					
Costruzioni e perforazioni	2.846	3.492	3.669	4.511	4.766
Ingegneria	3.875	4.321	4.753	5.485	4.783
	6.721	**7.813**	**8.422**	**9.996**	**9.549**

RISORSE UMANE

L'Eni ha intensificato il suo impegno nella qualificazione e valorizzazione delle risorse umane, realizzando 1.423.000 ore di formazione per interni con 93.000 partecipazioni (rispettivamente 1.300.000 e 81.000 nel 1997).

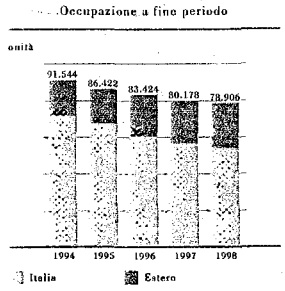


Italia - San Donato Milanese La Scuola Superiore Enrico Mattei è una realtà internazionale che svolge attività di formazione a livello postlaurea e di ricerca nei campi dell'economia, dell'energia e dell'ambiente

La formazione per esterni, rivolta principalmente a soggetti che svolgono attività di interesse dell'Eni e che comprende anche l'attività per il territorio, le scuole e le istituzioni pubbliche, ha interessato oltre 14.000 partecipazioni, per un totale di 235.000 ore (rispettivamente 33.000 e 314.000 nel 1997). L'investimento complessivo nella formazione è stato di circa 130 miliardi di lire (114 nel 1997). Per una sempre maggiore qualificazione delle risorse umane dell'Eni, le 1.174 assunzioni a tempo indeterminato effettuate in Italia nel 1998 (860 nel 1997) hanno interessato per la maggior parte laureati e diplomati (rispettivamente il 32% e il 50%), la cui percentuale sull'occupazione in Italia del Gruppo è in costante aumento (dal 57% del 1997 al 59% del 1998).

È proseguita la diffusione del sistema di partecipazione e flessibilità salariale. L'istituto del premio di partecipazione è ormai consolidato nella cultura aziendale come elemento di flessibilità salariale in funzione dei risultati aziendali. I rinnovi dei contratti collettivi nazionali di lavoro hanno introdotto nuove forme di flessibilità che consentono, tra l'altro, di modulare l'orario di lavoro nel corso dell'anno in funzione delle specifiche esigenze tecnico-produttive dell'azienda. All'inizio del 1998 è divenuto operativo il fondo di previdenza integrativa (Fondenergia) per il personale non dirigente dell'Eni. Il fondo, che rappresenta uno strumento innovativo nel sistema previdenziale italiano, è finanziato in parte dall'Eni, in parte dal lavoratore e in parte mediante una quota del trattamento di fine rapporto maturato nell'anno, in base a quote percentuali fisse pari complessivamente a circa il 5% della retribuzione annua continuativa.

L'occupazione al 31 dicembre 1998 era di 78.906 unità (di cui 24.602 assunti all'estero), con una riduzione di 1.272 unità rispetto al 1997, pari all'1,6%. La riduzione verificatasi in Italia (2.635 unità) è dovuta principalmente al saldo tra le risoluzioni e le assunzioni (1.774 unità) e alle dismissioni effettuate (933 unità); essa è stata parzialmente compensata dall'aumento dell'occupazione all'estero (1.363 unità), connesso principalmente all'incremento dell'attività *costruzioni e perforazioni* e ad acquisizioni effettuate nel settore Raffinazione e Marketing ed alla diminuzione per razionalizzazioni nella petrolchimica e gas naturale.



Occupazione a fine periodo

(unità)

	1996	1997	1998
Esplorazione e Produzione	8.441	8.578	8.170
Gas Naturale	20.125	17.906	17.109
Raffinazione e Marketing	19.665	18.440	18.406
Petrolchimica	16.747	16.007	14.327
Ingegneria e Servizi	13.908	14.798	16.235
Altre attività	1.602	2.928	3.596
Attività in corso di dismissione	2.936	1.521	1.063
	83.424	**80.178**	**78.906**

RAPPORTI CON LE COMUNITÀ

Nel 1998 l'Eni ha rafforzato e ampliato i programmi e le iniziative volti a consolidare i rapporti di cooperazione con i paesi e le comunità in cui è presente e di cui si sente parte integrante, promuovendone lo sviluppo socio-economico e rispettandone la cultura, le norme e l'ambiente.



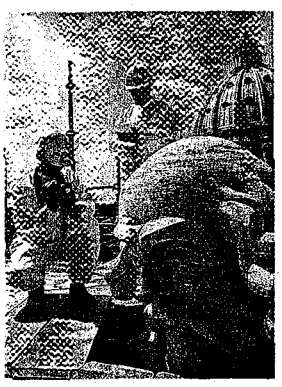
Nigeria Il Green River Project ha sensibilmente migliorato la qualità della vita delle comunità locali nell'area del Delta del Niger interessate dal progetto, il cui reddito pro capite è più che raddoppiato dall'avvio del progetto

L'Eni continua a essere impegnata nella promozione di collaborazioni e interscambi tra le strutture sanitarie italiane e quelle dei paesi in cui opera, con l'obiettivo di migliorare la formazione medico-scientifica e contribuire a realizzare condizioni igienico-sanitarie di base.

In *Congo*, in collaborazione con l'Ong Medicus Mundi International e il locale Ministero della sanità, sono continuati i lavori per la ristrutturazione dell'Ospedale di Talangay a Brazzaville che sarà in grado di fornire assistenza a circa 300.000 persone. Nel campo delle infrastrutture sociali sono stati introdotti sistemi fotovoltaici per l'alimentazione del pompaggio di acqua dal sottosuolo e per l'illuminazione delle strutture pubbliche in due villaggi nei pressi di Punta Nera. In *Angola* sono stati forniti medicinali per il Dispensario del Bairro Operario, a Luanda. In *Nigeria* è continuato l'impegno a favore delle oltre 280 comunità presenti nell'area interessata dalle attività Eni anche attraverso il "Green River Project", un programma pluriennale di sviluppo agricolo volto a migliorare le condizioni socio-economiche delle oltre 160.000 persone appartenenti alle comunità rurali dell'area del Delta del Niger interessata dal progetto. L'introduzione di appropriate tecnologie di coltivazione e trasformazione dei prodotti agricoli, lo sviluppo dell'itticultura nonché l'utilizzo di piccole attrezzature per il lavoro della terra e il trasporto di derrate hanno consentito a oggi di ottenere raccolti più che raddoppiati. In *Azerbaigian* è proseguito il rapporto di collaborazione con l'Organizzazione Mondiale della Sanità ("OMS") finalizzato al controllo della malaria nonché, con l'ausilio di primarie strutture sanitarie italiane, il programma di assistenza ai bambini affetti da talassemia. In *Kazakistan* sono stati avviati i lavori di ristrutturazione dell'ospedale di Aksaj ed è stata effettuata una donazione di medicinali antitubercolari in collaborazione con l'OMS. È stato inoltre avviato un programma di ristrutturazione di case popolari ed è stato dato sostegno a numerose iniziative sociali per disabili. In *Russia*, nell'ambito del gemellaggio tra il Comune di San Donato Milanese e Novij Urengoi, è stata realizzata, insieme alla Fondazione Eni Enrico Mattei, una biblioteca multimediale che consente ai giovani della cittadina siberiana l'accesso a una vastissima quantità di informazioni attraverso collegamenti via Internet.

Nel campo della cultura è proseguito il sostegno a favore di prestigiose istituzioni quali la Fondazione Teatro alla Scala di Milano, di cui l'Eni è socio fondatore, e l'Accademia di Santa Cecilia con la quale l'Eni vanta un consolidato rapporto di collaborazione. L'Eni partecipa inoltre al restauro della Sacra Sindone a Torino e, nell'ambito delle opere in vista del Giubileo, assiste la Fabbrica di San Pietro in qualità di partner scientifico e tecnologico, per la realizzazione del restauro conservativo della facciata della Basilica.

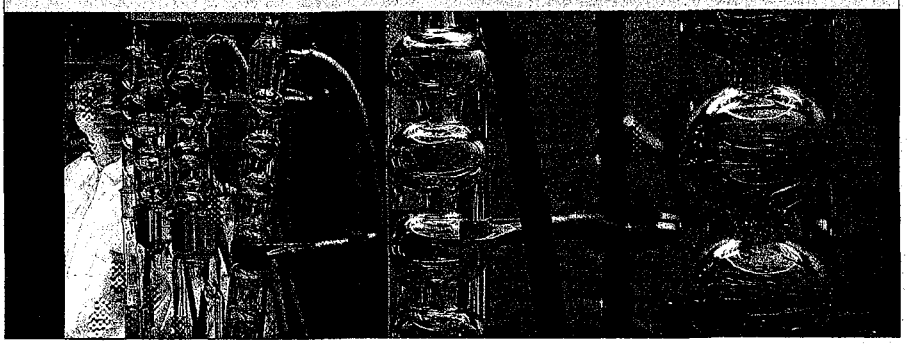
Per valorizzare le culture e il patrimonio artistico dei paesi in cui opera, l'Eni ha sponsorizzato la mostra "L'uomo d'oro – La cultura della steppa nel Kazakistan", presentata a Mantova e a Roma, e ha promosso la pubblicazione del catalogo "Tesori Egizi" che rappresenta l'opera più completa in termini di illustrazione e divulgazione del patrimonio archeologico del Museo del Cairo.



Città del Vaticano - Basilica di San Pietro, analisi termografica La collaborazione dell'Eni nella realizzazione del restauro della facciata della Basilica non costituisce solo un impegno di tipo finanziario, ma soprattutto l'apporto di competenze scientifiche e tecnologiche di avanguardia

RICERCA SCIENTIFICA E TECNOLOGICA

Per rendere sempre più incisiva l'azione della ricerca, è stato completato il piano di riassetto dell'intero sistema-ricerca con la definizione della macrostruttura organizzativa, la ristrutturazione della ricerca centralizzata, il rafforzamento dei processi di individuazione dei possibili scenari futuri e la revisione degli



strumenti di incentivazione della ricerca di lungo termine. Il sistema-ricerca è stato rafforzato con la costituzione a Milazzo, in Sicilia, del Centro Ricerca Sud dedicato al controllo avanzato di processo e alla valorizzazione dei greggi pesanti e dei residui di raffinazione.

L'Eni ha investito in attività di ricerca 450 miliardi di lire (475 nel 1997). A fine anno, il personale impegnato in attività di ricerca era di 1.858 unità (1.998 unità al 31 dicembre 1997). L'attività di ricerca svolta ha consentito il deposito in Italia di 70 nuove domande di brevetto (65 nel 1997).

Nel corso dell'anno sono entrate in una fase avanzata di sviluppo numerose tecnologie, tra le quali: (i) una metodologia di acquisizione di dati sismici durante la perforazione che consente la riduzione dei tempi di esplorazione; (ii) un sistema sottomarino di separazione olio-gas, progettato in collaborazione con altre compagnie, che consente di aumentare significativamente sia le riserve recuperabili sia la vita produttiva dei pozzi; (iii) un sistema per la riparazione automatica di condotte offshore; (iv) delle tecniche innovative di saldatura rapida e di saldatura di condotte a elevato spessore; (v) la preparazione di lubrificanti ad altissime prestazioni e un nuovo processo che consente di ridurre i costi di produzione dell'isoottano, un componente ad alto numero di ottani della benzina; (vi) dei processi per la produzione di nuovi prodotti a base stirenica e di gomme SBR in soluzione destinate ad applicazioni specialistiche.

Sono state inoltre applicate industrialmente, per la prima volta nel 1998, alcune tecnologie messe a punto dalla ricerca interna riguardanti: (i) due sistemi innovativi di perforazione, sviluppati in collaborazione con una società di servizio Baker Hughes Inteq. Il primo, per la perforazione di pozzi a traiettoria complessa, consente di ridurre il numero dei pozzi diminuendo in tal modo i costi di produzione e migliorando l'impatto ambientale; il secondo consente di migliorare la verticalità dei pozzi, riducendo i tempi e i costi dell'operazione nonché il volume di reflui; (ii) la prima applicazione produttiva di una nuova tecnologia, basata sull'impiego di polimeri che modificano la permeabilità delle rocce, che impedisce la coproduzione di acqua in fase di estrazione di gas prolungando in tal modo la vita del giacimento; (iii) un nuovo veicolo subacqueo "multi task", estremamente potente e versatile, che consente di effettuare lavori preliminari e di supporto alla posa di condotte sottomarine e può essere impiegato anche per svolgere altre attività minerarie non petrolifere; (iv) l'avvio nella raffineria di Livorno del nuovo impianto per la produzione di bitumi modificati che migliorano le caratteristiche del manto stradale, garantendo una maggiore sicurezza di guida.

Italia - laboratorio di ricerca Obiettivo della Ricerca Eni è di assicurare la disponibilità di tecnologie e processi altamente efficaci ed efficienti, fornendo prodotti e servizi non solo in risposta ma in anticipo rispetto all'evoluzione dei mercati

PRINCIPALI LINEE DI RICERCA

Riduzione costi di ritrovamento e di recupero idrocarburi
Tecniche di prospezione ad alta risoluzione
Modelli di simulazione dei giacimenti (*)
Metodi per incrementare la produttività dei giacimenti (*)
Sistemi avanzati di perforazione
Tecnologie per acque profonde (*)

Performance dei processi e differenziazione dei prodotti
Controllo avanzato dei processi
Catalisi innovativa di polimerizzazione (*)

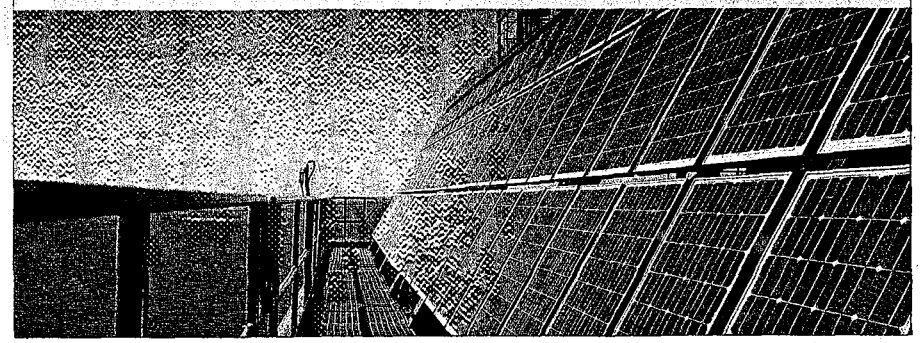
Valorizzazione dei feedstocks
Trasporto del gas in condotte su lunghe distanze (*)
Conversione del gas a prodotti liquidi (*)
Conversione dei greggi pesanti a prodotti leggeri (*)

Tutela dell'ambiente
Riformulazione di carburanti e lubrificanti (*)
Processi catalitici "puliti" (*)
Monitoraggio della qualità dell'aria (*)
Bonifica di terreni inquinati (*)

(*) Linee di ricerca sostenute con il contributo del Fondo Intersocietario per la Ricerca.

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE

La tutela della salute, la sicurezza nella gestione degli impianti e la protezione ambientale sono parte integrante del ciclo di programmazione, della elaborazione dei programmi di ricerca, dello sviluppo e della commercializzazione dei prodotti e dei servizi.



Italia - pannelli solari sulla piattaforma Anemone B nel Mare Adriatico
L'esperienza dell'Eurosolare, unica industria fotovoltaica in Italia, è il segno dell'attenzione che l'Eni rivolge a ogni segmento del settore energetico

In attuazione delle politiche per la salute, la sicurezza e l'ambiente sono stati sviluppati in tutte le realtà produttive programmi per l'implementazione di sistemi di gestione e per la loro certificazione secondo gli standard internazionali ISO 14001 ed europei EMAS (Environmental Management and Audit Scheme).

Nel settore Esplorazione e Produzione è stata ottenuta la certificazione ISO 14001 del sistema di gestione ambientale delle attività Italia. Il processo di certificazione ha interessato la sede di San Donato Milanese, i quattro distretti operativi di Crema, Ravenna, Ortona e Gela e 135 siti operativi dei quali 21 (13 onshore e 8 offshore) oggetto di audit approfonditi. Le procedure di conferma della certificazione prevedono audit dettagliati per tutti i siti operativi in Italia nell'arco dei prossimi 5 anni.

Nel settore Gas Naturale è proseguito l'impegno per la riduzione dell'impatto ambientale e per ulteriori miglioramenti dei sistemi di gestione per la sicurezza delle condotte. Oltre ai risultati ottenuti nelle tecnologie di posa, è stata ultimata la messa a punto di una tecnologia di riparazione a basso impatto delle condotte sottomarine e si è potenziato il monitoraggio delle condotte in esercizio. È proseguita la sostituzione delle turbine a gas delle centrali di compressione con modelli di nuova generazione, più efficienti e dotati di combustori a basse emissioni inquinanti.

Nel settore Raffinazione e Marketing è stato avviato un programma di adeguamento del sistema di gestione ambientale dei siti produttivi allo standard ISO 14001, con l'obiettivo di completare entro il 2001 la certificazione delle attività Italia.

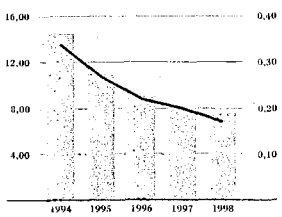
Nel settore Petrolchimica è stata pianificata la certificazione ambientale dei siti produttivi, da completarsi entro il 2000; gli stabilimenti già certificati secondo gli standard ISO 14001 sono Brindisi, Hythe, Mantova, Priolo e Szàzhalombatta. Una volta ottenuta la certificazione ISO 14001, gli stabilimenti dovranno redigere la "Dichiarazione Ambientale" prevista dalla procedura di certificazione europea EMAS e chiedere la "registrazione" del sito. Nel 1998 la procedura è stata avviata nei siti di Mantova e Brindisi.

È stato stipulato un importante Accordo di Programma fra l'Eni, le Autorità locali e nazionali, le Associazioni industriali e i Sindacati dei lavoratori per l'area industriale di Porto Marghera, che ha per obiettivo un nuovo equilibrio fra tutela ambientale, sviluppo industriale ed esigenze sociali.

L'indice di frequenza infortuni è stato di 7,61 (8,15 nel 1997); l'indice di gravità infortuni è stato di 0,17 (0,20 nel 1997).

Il Rapporto Ambientale, pubblicato annualmente, offre un quadro complessivo delle attività dell'Eni in termini di investimenti e spese correnti, di interventi organizzativi, di azioni di protezione ambientale, di prevenzione infortuni, di tutela della salute dei lavoratori, di andamento delle prestazioni ambientali e degli indici infortunistici.

Indice frequenza infortuni (*)
e indice di gravità (**)



(*) Numero infortuni/ore lavorate x 1.000.000

(**) Numero giornate perse/ore lavorate x 1.000

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

(milioni di €)				(miliardi di lire)
1998		1996	1997	**1998**
28.341	Ricavi della gestione caratteristica	57.681	60.718	54.875
727	Altri ricavi e proventi	1.288	1.192	1.408
(20.950)	Costi operativi	(42.133)	(44.268)	(40.565)
8.118	**Margine operativo lordo**	**16.836**	**17.642**	**15.718**
(4.308)	Ammortamenti e svalutazioni	(7.232)	(7.295)	(8.341)
3.810	**Utile operativo**	**9.604**	**10.347**	**7.377**
(41)	Oneri finanziari netti	(861)	(443)	(80)
396	Proventi netti su partecipazioni	191	115	767
4.165	**Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte**	**8.934**	**10.019**	**8.064**
(518)	Oneri straordinari netti	(147)	(383)	(1.002)
3.647	**Utile prima delle imposte e dello IAS 12 aggiornato**	**8.787**	**9.636**	**7.062**
273	Effetto della prima applicazione dello IAS 12 aggiornato (1)			528
(1.450)	Imposte sul reddito	(4.196)	(4.364)	(2.808)
2.470	**Utile prima degli interessi di terzi azionisti**	**4.591**	**5.272**	**4.782**
(142)	Utile di terzi azionisti	(140)	(154)	(275)
2.328	**Utile netto**	**4.451**	**5.118**	**4.507**

(1) Lo IAS 12 aggiornato prevede la rilevazione degli effetti fiscali differiti relativi a tutte le differenze tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i valori fiscalmente riconosciuti. Tenendo conto che parte delle differenze vengono meno nell'esercizio, l'effetto sull'utile netto si riduce a 117 miliardi di lire.

Principali indicatori di mercato

	1997	1998
Brent dated *(USD/barile)*	19,10	12,74
Margini di raffinazione *(USD/barile)**	2,39	2,97
Margine del cracker *(Lire/kg)**	647	549
Cambio Lire/USD	1.703	1.737
Ribor - Lira a tre mesi	6,8	5,0

(*) Elaborazioni Eni.

Il bilancio dell'esercizio 1998 chiude con l'utile netto di 4.507 miliardi di lire, con una flessione di 611 miliardi di lire, pari all'11,9%, rispetto al 1997 nonostante la riduzione del 33,3% delle quotazioni internazionali del petrolio e il connesso aumento delle svalutazioni di alcuni assets minerari e delle rimanenze (1.101 miliardi di lire), nonché dell'incremento degli oneri straordinari netti (619 miliardi di lire) per i maggiori oneri nella metallurgia non ferrosa e nella Petrolchimica riferiti in particolare a oneri ambientali, di ristrutturazione e di dismissione. Questi fattori negativi sono stati infatti compensati dall'effetto: (i) della forte integrazione del portafoglio di business che ha permesso di beneficiare del miglioramento dei margini del downstream petrolifero e del gas naturale; (ii) dell'aumento dei volumi venduti nell'attività del petrolio e del gas naturale e dai maggiori servizi di vettoriamento di gas naturale; (iii) dagli effetti positivi (circa 315 miliardi di lire) sui costi fissi delle azioni di razionalizzazione e dismissione che hanno più che compensato gli effetti dell'inflazione e della dinamica salariale; (iv) della diminuzione degli oneri finanziari netti (363 miliardi di lire), connessa alla riduzione dell'indebitamento finanziario netto medio di circa 4.000 miliardi di lire e dei tassi d'interesse sul mercato nazionale (Ribor -1,8 punti percentuali); (v) dell'aumento dei proventi netti su partecipazioni (652 miliardi di lire), dovuto in particolare alle plusvalenze conseguite nel collocamento sul mercato di azioni Saipem SpA e nella cessione di azioni Nuovo Pignone SpA; (vi) della prima applicazione dello IAS 12 aggiornato; (vii) delle minori imposte sul reddito (1.556 miliardi di lire) per la riduzione dell'utile prima delle imposte e per la flessione del tax rate di circa 5 punti percentuali dovuto essenzialmente al mutato quadro normativo in Italia.

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(milioni di €)				(miliardi di lire)
1998		1996	1997	**1998**
5.206	Esplorazione e Produzione	12.736	13.354	10.080
9.625	Gas Naturale	18.108	19.333	18.636
10.375	Raffinazione e Marketing	21.930	22.914	20.088
4.048	Petrolchimica	9.803	9.653	7.838
3.348	Ingegneria e Servizi	4.939	5.595	6.483
552	Altre attività	561	807	1.069
252	Attività in corso di dismissione	1.752	898	488
(5.065)	Elisioni di consolidamento	(12.148)	(11.836)	(9.807)
28.341		**57.681**	**60.718**	**54.875**

I ricavi (54.875 miliardi di lire) diminuiscono di 5.843 miliardi di lire, pari al 9,6%, rispetto al 1997. La diminuzione registrata nelle attività del petrolio e del gas naturale (6.797 miliardi di lire) e nella Petrolchimica (1.815 miliardi di lire) è stata parzialmente compensata dai maggiori ricavi del settore Ingegneria e Servizi (888 miliardi di lire).

I ricavi del settore Esplorazione e Produzione (10.080 miliardi di lire) diminuiscono di 3.274 miliardi di lire, pari al 24,5%, a seguito della riduzione dei prezzi di vendita in lire degli idrocarburi equity (28,4%) e dei minori ricavi da idrocarburi d'acquisto commercializzati (circa 330 miliardi di lire), parzialmente compensati dall'aumento della produzione venduta di idrocarburi (12,3 milioni di boe, pari al 3,3%).

I ricavi del settore Gas Naturale (18.636 miliardi di lire) diminuiscono di 697 miliardi di lire, pari al 3,6%, per la flessione dei prezzi unitari di vendita in Italia e dei volumi venduti all'estero, in parte compensata dall'aumento dei volumi venduti dalla distribuzione primaria e secondaria in Italia, rispettivamente del 4,8% e del 7,7%, e dall'incremento dei ricavi dell'attività di trasporto di gas naturale per conto terzi.

I ricavi del settore Raffinazione e Marketing (20.088 miliardi di lire) diminuiscono di 2.826 miliardi di lire, pari al 12,3%, per la flessione dei prezzi in lire dei prodotti petroliferi (in particolare in Italia benzina 13,4% e gasolio rete 15,2%), parzialmente compensata dall'aumento dei volumi venduti (2,59 milioni di tonnellate, pari al 5,0%).

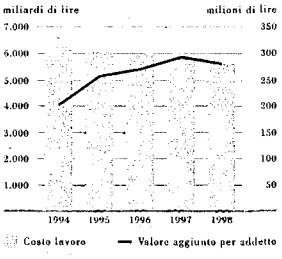
I ricavi del settore Petrolchimica (7.838 miliardi di lire) diminuiscono di 1.815 miliardi di lire, pari al 18,8%, per: (i) i minori volumi venduti (549 mila tonnellate, pari al 9,0%); (ii) la riduzione del 10,4% dei ricavi medi unitari in lire; (iii) la minore commercializzazione di prodotti d'acquisto per conto terzi (circa 100 miliardi di lire); (iv) le dismissioni e chiusure effettuate (circa 200 miliardi di lire).

I ricavi del settore Ingegneria e Servizi (6.483 miliardi di lire) aumentano di 888 miliardi di lire, pari al 15,9%, essenzialmente per l'incremento registrato nell'attività *costruzioni e perforazioni.*

I ricavi delle Altre attività (1.069 miliardi di lire) aumentano di 262 miliardi di lire, pari al 32,5%, principalmente per i maggiori ricavi delle attività informatiche e per gli effetti dell'inserimento nell'area delle società Tecnomare SpA e Sieco SpA precedentemente incluse, rispettivamente, nei settori Esplorazione e Produzione e Gas Naturale.

I ricavi delle Attività in corso di dismissione (488 miliardi di lire) diminuiscono di 410 miliardi di lire, pari al 45,7%, principalmente per l'uscita dall'area di consolidamento della Pertusola Sud SpA, posta in liquidazione, e per la flessione dei prezzi dei metalli e dei volumi di vendita.

Costo lavoro e valore aggiunto per addetto



COSTI OPERATIVI

(milioni di €) (miliardi di lire)

1998		1996	1997	1998
18.033	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	36.167	38.362	34.917
2.917	Costo lavoro	5.966	5.906	5.648
20.950		**42.133**	**44.268**	**40.565**

I costi operativi (40.565 miliardi di lire) diminuiscono di 3.703 miliardi di lire, pari all'8,4%, rispetto al 1997, essenzialmente per: (i) la riduzione dei costi di approvvigionamento di petrolio, di gas naturale e delle materie prime petrolchimiche connessa all'andamento delle quotazioni internazionali del petrolio, solo parzialmente compensato dall'apprezzamento del 2,0% del dollaro nei confronti della lira; (ii) la minore commercializzazione di idrocarburi e di prodotti petrolchimici d'acquisto (circa 430 miliardi di lire); (iii) i minori volumi prodotti nel settore Petrolchimica (733 mila tonnellate, pari all'8,1%); (iv) la riduzione dei costi fissi connessa alle razionalizzazioni e dismissioni effettuate (circa 315 miliardi di lire) che, congiuntamente alla soppressione dei contributi sanitari a seguito dell'introduzione dell'Irap, ha più che compensato gli effetti dell'inflazione e della dinamica salariale; (v) la diminuzione delle royalties (241 miliardi di lire) a seguito della riduzione del valore della produzione; (vi) la circostanza che nel 1997 furono effettuati nel settore Raffinazione e Marketing maggiori accantonamenti per oneri non ricorrenti relativi a rischi ambientali (183 miliardi di lire). Queste riduzioni sono state in parte compensate: (i) dalle maggiori svalutazioni delle scorte di petrolio, prodotti petroliferi e petrolchimici (334 miliardi di lire) per adeguarle al ridotto livello dei prezzi; (ii) dalle maggiori lavorazioni nel settore Raffinazione e Marketing (i prodotti disponibili dalle lavorazioni sono aumentati di 3,70 milioni di tonnellate); (iii) dai maggiori acquisti di gas naturale (2,73 miliardi di metri cubi). L'incidenza dei costi operativi sui ricavi è passata dal 72,9% al 73,9%.

Il costo lavoro (5.648 miliardi di lire) diminuisce di 258 miliardi di lire, pari al 4,4%, per la flessione dell'occupazione media in Italia (circa 2.400 unità) e per l'abolizione dei contributi al Servizio Sanitario Nazionale a seguito dell'introduzione dell'Irap, in parte compensata dall'incremento di circa il 5% del costo lavoro unitario in Italia connesso ad alcuni rinnovi contrattuali, alla contrattazione aziendale e all'eliminazione degli sgravi contributivi nel Mezzogiorno. All'estero il costo del lavoro si è mantenuto pressoché inalterato.

Il valore aggiunto per addetto è pari a 281 milioni di lire, con un decremento del 4,4% rispetto all'esercizio precedente (294 milioni di lire).

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

(milioni di €) (miliardi di lire)

1998		1996	1997	1998
1.897	Esplorazione e Produzione	2.985	3.504	3.673
1.033	Gas Naturale	1.300	1.924	2.000
459	Raffinazione e Marketing	841	814	888
251	Petrolchimica	545	502	486
107	Ingegneria e Servizi	156	168	207
30	Altre attività	47	59	59
1	Attività in corso di dismissione	34	19	2
3.778	**Totale ammortamenti**	**6.408**	**6.990**	**7.315**
530	Svalutazioni	824	305	1.026
4.308		**7.232**	**7.295**	**8.341**

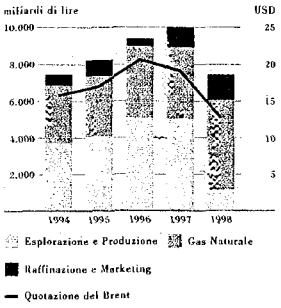
Gli ammortamenti (7.315 miliardi di lire) aumentano di 325 miliardi di lire, pari al 4,6%, rispetto al 1997. L'incremento ha interessato in particolare il settore Esplorazione e Produzione (169 miliardi di lire) a seguito dell'aumento degli ammortamenti di sviluppo (87 miliardi di lire), per le maggiori produzioni di idrocarburi, e dei maggiori costi di ricerca esplorativa (82 miliardi di lire), interamente ammortizzati nell'esercizio in cui vengono sostenuti. L'incremento degli ammortamenti nei settori Gas Naturale (76 miliardi di lire), Raffinazione e Marketing (74 miliardi di lire) e Ingegneria e Servizi (39 miliardi di lire) è connesso all'entrata in esercizio di nuovi investimenti.

Le svalutazioni (1.026 miliardi di lire) aumentano di 721 miliardi di lire a seguito delle maggiori svalutazioni nel settore Esplorazione e Produzione relative ad assets minerari (767 miliardi di lire) e nel settore Gas Naturale (31 miliardi di lire) connesse alla svalutazione del ramo d'azienda oleodotti. Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dalle minori svalutazioni registrate nel settore Raffinazione e Marketing (42 miliardi di lire) e nelle Attività in corso di dismissione (36 miliardi di lire).

UTILE OPERATIVO

(milioni di €)		(miliardi di lire)		
1998		1996	1997	**1998**
594	Esplorazione e Produzione	5.056	5.015	1.150
2.513	Gas Naturale	3.919	3.895	4.866
730	Raffinazione e Marketing	415	1.118	1.413
0	Petrolchimica	196	362	0
198	Ingegneria e Servizi	308	327	384
(168)	Altre attività	(190)	(267)	(325)
(57)	Attività in corso di dismissione	(100)	(103)	(111)
3.810		**9.604**	**10.347**	**7.377**

Utile operativo delle attività del petrolio e del gas naturale e quotazione del Brent

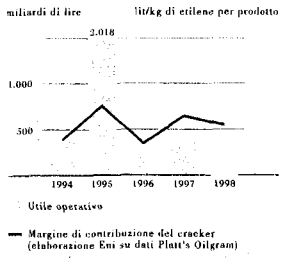


L'utile operativo (7.377 miliardi di lire) diminuisce di 2.970 miliardi di lire, pari al 28,7%, a seguito: (i) della forte flessione delle quotazioni internazionali del petrolio (33,3%); (ii) delle maggiori svalutazioni, non ricorrenti e prive di effetti finanziari, di alcuni assets minerari (767 miliardi di lire) e delle scorte di petrolio e di prodotti petroliferi e petrolchimici (334 miliardi di lire) resesi necessarie per il ridotto livello dei prezzi; (iii) della contrazione dei volumi e dei margini dei prodotti petrolchimici connessa, principalmente, alla crisi dei mercati asiatici. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dal miglioramento dei margini del downstream petrolifero e del gas naturale, dai maggiori volumi venduti nelle attività del petrolio e del gas naturale, dai maggiori servizi di vettoriamento di gas naturale, nonché dagli effetti positivi (circa 315 miliardi di lire) sui costi fissi delle azioni di razionalizzazione e dismissione che hanno più che compensato gli effetti dell'inflazione e della dinamica salariale.

Esplorazione e Produzione

L'utile operativo ammonta a 1.150 miliardi di lire, con una flessione di 3.865 miliardi di lire, pari al 77,1%, dovuta: (i) alla riduzione del 28,4% dei prezzi di vendita in lire degli idrocarburi equity, connessa alla flessione del 33,3% delle quotazioni internazionali del petrolio e, in minor misura, dei parametri energetici di riferimento del prezzo del gas naturale, solo parzialmente compensata dall'apprezzamento del 2,0% del dollaro nei confronti della lira; (ii) alle maggiori svalutazioni di assets minerari (767 miliardi di lire); (iii) all'aumento degli accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti (107 miliardi di lire). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dall'aumento della produzione venduta di idrocarburi (12,3 milioni di boe, pari al 3,3%) e dalla diminuzione delle royalties (241 miliardi di lire) per la flessione del valore della produzione.

Utile operativo della Petrolchimica e margine europeo del cracker



Gas Naturale
L'utile operativo ammonta a 4.866 miliardi di lire, con un incremento di 971 miliardi di lire, pari al 24,9%, dovuto essenzialmente: (i) all'incremento delle vendite della distribuzione primaria e secondaria in Italia, rispettivamente del 4,8% e del 7,7%; (ii) ai maggiori volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (1,89 miliardi di metri cubi, pari al 23,4%); (iii) ai miglioramenti dei margini, anche a seguito delle rinegoziazioni contrattuali; (iv) alla riduzione dei costi fissi per le razionalizzazioni e dismissioni effettuate (circa 100 miliardi di lire). Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dai maggiori ammortamenti e svalutazioni (107 miliardi di lire).

Raffinazione e Marketing
L'utile operativo ammonta a 1.413 miliardi di lire, con un aumento di 295 miliardi di lire, pari al 26,4%, dovuto essenzialmente: (i) all'incremento dei margini e dei volumi venduti sul mercato rete ed extrarete in Italia (360 mila tonnellate); in particolare l'aumento dei volumi venduti sul mercato rete è connesso agli effetti positivi della campagna "Fai da te" che ha più che compensato la cessione di punti vendita e la quota a carico Eni delle riduzioni di prezzo applicate al cliente finale; (ii) all'aumento del risultato dell'attività di supply e raffinazione in Italia, essenzialmente per le maggiori quantità lavorate (3,11 milioni di tonnellate); (iii) all'aumento dei margini e dei volumi venduti nelle attività lubrificanti, prodotti speciali e GPL; (iv) alle maggiori vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete ed extrarete all'estero (560 mila tonnellate); (v) alla riduzione dei costi fissi per le razionalizzazioni e dismissioni effettuate (circa 30 miliardi di lire); (vi) alla circostanza che nel 1997 furono effettuati maggiori accantonamenti per oneri non ricorrenti relativi a rischi ambientali (183 miliardi di lire). Questi fattori positivi sono stati parzialmente compensati dalla maggiore svalutazione delle scorte per adeguarle al ridotto livello dei prezzi (222 miliardi di lire) e dalla flessione dei margini all'estero.

Petrolchimica
Il settore ha conseguito un risultato operativo in pareggio contro l'utile di 362 miliardi di lire conseguito nel 1997. La flessione è connessa essenzialmente: (i) alla diminuzione dei volumi di vendita (9,0%) per l'eccesso di offerta sui mercati europei dovuto alla crisi dei mercati asiatici e al conseguente spostamento di flussi di esportazione verso i mercati europei nonché all'esaurimento del ciclo di ricostituzione delle scorte; (ii) alla flessione dei margini dei principali prodotti; (iii) alla svalutazione delle scorte per adeguarle al ridotto livello dei prezzi (96 miliardi di lire). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei costi fissi per le razionalizzazioni e dismissioni effettuate (circa 140 miliardi di lire).

Ingegneria e Servizi
L'utile operativo ammonta a 384 miliardi di lire, con un aumento di 57 miliardi di lire, pari al 17,4% ed è riferito per 309 miliardi di lire all'attività *costruzioni e perforazioni* (267 nel 1997) e per 75 miliardi di lire all'attività *ingegneria* (60 nel 1997). L'incremento dell'utile operativo dell'attività *costruzioni e perforazioni* è dovuto alla crescita dei margini di attività nell'area delle perforazioni mare e floating production e nell'area costruzioni terra. L'incremento dell'utile operativo dell'attività *ingegneria* è dovuto essenzialmente ai maggiori volumi di attività.

Altre attività
La perdita operativa di 325 miliardi di lire riguarda essenzialmente i costi di struttura dell'Eni Corporate, delle società finanziarie nonché i risultati operativi delle società assicurative e di servizi e della Tecnomare SpA. L'aumento di 58 miliardi di lire, pari al 21,7%, è dovuto principalmente alla svalutazione da parte dell'Eni SpA di crediti di imposta, in massima parte in contenzioso, acquisiti per incorporazione dell'Agip SpA (38 miliardi di lire).

Attività in corso di dismissione
Questa area di attività comprende solo la metallurgia non ferrosa che ha registrato una perdita operativa di 111 miliardi di lire, con un aumento di 8 miliardi di lire connesso alla flessione dei prezzi dei metalli e alla contrazione dei volumi di vendita, in parte compensate dagli effetti dell'uscita dall'area di consolidamento della Pertusola Sud SpA, posta in liquidazione.

ONERI FINANZIARI NETTI

Gli oneri finanziari netti (80 miliardi di lire) diminuiscono di 363 miliardi di lire, pari all'81,9%, a seguito della riduzione dell'indebitamento finanziario netto medio di circa 4.000 miliardi di lire e della flessione dei tassi di interesse registrata sul mercato nazionale (Ribor -1,8 punti percentuali).

PROVENTI NETTI SU PARTECIPAZIONI

I proventi netti su partecipazioni di 767 miliardi di lire (115 nel 1997) rappresentano il saldo tra proventi di 1.043 miliardi di lire e oneri di 276 miliardi di lire. I proventi riguardano principalmente le plusvalenze conseguite con il collocamento sul mercato di azioni ordinarie Saipem SpA (632 miliardi di lire), con la cessione alla General Electric di 13,4 milioni di azioni della Nuovo Pignone SpA (103 miliardi di lire) e con la cessione delle azioni della Erg SpA (20 miliardi di lire) nonché gli utili conseguiti da imprese partecipate non comprese nell'area di consolidamento (260 miliardi di lire); in particolare nei settori Gas Naturale (68 miliardi di lire), Petrolchimica (51 miliardi di lire), Ingegneria e Servizi (49 miliardi di lire) e Raffinazione e Marketing (40 miliardi di lire). Gli oneri riguardano principalmente le perdite sofferte da imprese partecipate non comprese nell'area di consolidamento (251 miliardi di lire), in particolare nel settore Petrolchimica (111 miliardi di lire, connessi principalmente alla svalutazione delle partecipazioni detenute nella EVC International NV e nella Polimeri Europa Srl), nelle Altre attività (72 miliardi di lire) e nel settore Raffinazione e Marketing (39 miliardi di lire).

ONERI STRAORDINARI NETTI

(milioni di €)				(miliardi di lire)
1998		1996	1997	**1998**
58	Plusvalenze da cessioni	475	129	112
78	Altri proventi straordinari	193	148	151
136	**Totale proventi straordinari**	**668**	**277**	**263**
	Oneri di ristrutturazione			
(129)	- incentivazione esodo	(396)	(148)	(250)
(391)	- svalutazioni e minusvalenze	(182)	(222)	(757)
(36)	- altri	(25)	(49)	(69)
(556)		**(603)**	**(419)**	**(1.076)**
(98)	Altri oneri straordinari	(212)	(241)	(189)
(654)	**Totale oneri straordinari**	**(815)**	**(660)**	**(1.265)**
(518)		**(147)**	**(383)**	**(1.002)**

Le plusvalenze da cessioni (112 miliardi di lire) riguardano essenzialmente la vendita alla Erg SpA di 104 punti vendita (68 miliardi di lire) e la cessione di immobili, rami d'azienda e partecipazioni in società minori (44 miliardi di lire).

Gli oneri di incentivazione all'esodo (250 miliardi di lire) riguardano in particolare i settori Petrolchimica (95 miliardi di lire), Raffinazione e Marketing (83 miliardi di lire) e Gas Naturale (20 miliardi di lire).

Le svalutazioni e minusvalenze (757 miliardi di lire) riguardano essenzialmente l'area della metallurgia non ferrosa (504 miliardi di lire), in particolare oneri connessi alla dismissione dello stabilimento di Porto Vesme (294 miliardi di lire), svalutazioni di assets e accantonamenti al fondo rischi e spese future (66 miliardi di lire), perdite su partecipazioni (144 miliardi di lire), nonché la svalutazione della partecipazione nella Hotel Assets Ltd (130 miliardi di lire) del settore Raffinazione e Marketing per adeguarla al prezzo di vendita e gli oneri connessi al processo di chiusura degli impianti di Cengio e Crotone del settore Petrolchimica (100 miliardi di lire).

Gli altri oneri di ristrutturazione (69 miliardi di lire) riguardano gli oneri per riconversioni e ristrutturazioni aziendali della Petrolchimica.

Gli altri oneri straordinari (189 miliardi di lire) riguardano principalmente gli accantonamenti a fronte di rischi ambientali della Petrolchimica (81 miliardi di lire) e oneri relativi alla liquidazione della Pertusola Sud nell'area della metallurgia non ferrosa (40 miliardi di lire).

EFFETTO DELL'APPLICAZIONE DELLO IAS 12 AGGIORNATO

Il principio International Accounting Standard (IAS) n. 12 aggiornato, entrato in vigore il 1° gennaio 1998, prevede la rilevazione contabile degli effetti fiscali differiti relativi alle differenze tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i valori fiscalmente riconosciuti. In precedenza gli effetti fiscali differiti erano rilevati solo sulle differenze fra il risultato di esercizio e il reddito imponibile. L'applicazione del principio ha determinato lo stanziamento di imposte differite attive nette pregresse di 528 miliardi di lire dovuto, in particolare, al riconoscimento fiscale, previsto dall'art. 6, comma 2, del D.Lgs. 13 settembre 1997, n. 358, del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA imputato alle immobilizzazioni materiali e alle partecipazioni. Tale provento è stato rilevato dall'Eni nel bilancio consolidato redatto secondo gli U.S. GAAP degli esercizi precedenti, in applicazione del principio SFAS n. 109.

Nell'esercizio in corso gran parte delle differenze temporanee che hanno dato luogo all'iscrizione delle suddette imposte differite attive vengono meno, incidendo sulle imposte sul reddito di competenza del periodo per 411 miliardi di lire; pertanto l'effetto sul risultato netto si riduce a 117 miliardi di lire.

COMPONENTI NON RICORRENTI

(milioni di €)		(miliardi di lire)	
1998		1997	**1998**
(530)	Svalutazioni assets	(305)	(1.026)
(199)	Svalutazioni scorte	(52)	(386)
(27)	Oneri per bonifiche (Raffinazione e Marketing)	(235)	(52)
(756)	**Componenti non ricorrenti nell'utile operativo**	**(592)**	**(1.464)**
(518)	Oneri straordinari netti	(383)	(1.002)
400	Proventi netti su partecipazioni non ricorrenti	85	775
(874)	**Totale prima delle imposte**	**(890)**	**(1.691)**
60	Effetto netto IAS 12 aggiornato		117
272	Imposte (stima)	314	526
(542)	**Componenti non ricorrenti dopo le imposte**	**(576)**	**(1.048)**

Nel corso del 1998 le componenti non ricorrenti hanno influenzato negativamente l'utile netto per 1.048 miliardi di lire (576 nel 1997) e l'utile operativo per 1.464 miliardi di lire (592 nel 1997). Prima di tali componenti l'utile netto e l'utile operativo registrano una flessione, rispettivamente, del 2,4% e del 19,2% (rispettivamente dell'11,9% e del 28,7% dopo tali componenti).

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito (2.808 miliardi di lire) registrano una diminuzione di 1.556 miliardi di lire per la riduzione dell'utile prima delle imposte e per la flessione del tax rate di 5,5 punti percentuali. La riduzione del tax rate, dal 45,3% al 39,8%, è dovuta essenzialmente al mutato quadro normativo in Italia (circa 7 punti percentuali).

Le imposte delle imprese estere operanti nel settore Esplorazione e Produzione ammontano a 218 miliardi di lire, con una riduzione di 989 miliardi di lire rispetto al 1997 che riflette i minori prezzi degli idrocarburi.

UTILE DI TERZI AZIONISTI

L'utile di competenza di terzi azionisti (275 miliardi di lire) aumenta di 121 miliardi di lire a seguito dell'aumento dell'utile conseguito dall'Italgas e della maggior quota di competenza di terzi azionisti nella Saipem per effetto del collocamento sul mercato di azioni della società (la partecipazione dell'Eni al capitale sociale della società è scesa da circa il 66% a circa il 43%).

STATO PATRIMONIALE

(milioni di €)		(miliardi di lire)	
31.12.1998		31.12.1997	**31.12.1998**
	Capitale immobilizzato		
20.871	Immobilizzazioni materiali	39.967	40.413
1.776	Immobilizzazioni immateriali	3.271	3.438
1.382	Partecipazioni	2.869	2.675
1.453	Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.617	2.813
(746)	Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.429)	(1.443)
24.736		**47.295**	**47.896**
80	**Capitale di esercizio netto**	722	154
(356)	**Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato**	(978)	(689)
24.460	**Capitale investito netto**	**47.039**	**47.361**
16.156	**Patrimonio netto**	29.671	31.281
1.234	**Interessi di terzi azionisti**	1.781	2.390
7.070	**Indebitamento finanziario netto**	15.587	13.690
24.460	**Coperture**	**47.039**	**47.361**

Il capitale investito netto al 31 dicembre 1998 ammonta a 47.361 miliardi di lire, con un aumento di 322 miliardi di lire rispetto al 31 dicembre 1997; il leverage passa dallo 0,50 del 31 dicembre 1997 allo 0,41.

Le immobilizzazioni materiali (40.413 miliardi di lire) riguardano principalmente i settori Esplorazione e Produzione (37,3%), Gas Naturale (30,8%), Raffinazione e Marketing (17,1%) e Petrolchimica (9,9%). Il fondo ammortamento e svalutazione (54.511 miliardi di lire) rappresenta il 57,4% delle immobilizzazioni materiali lorde (55,5% al 31 dicembre 1997).

Gli impieghi in partecipazioni non consolidate (2.675 miliardi di lire) riguardano principalmente la Polimeri Europa Srl per 383 miliardi di lire (50% del capitale sociale), la Albacom SpA per 177 miliardi di lire (35%), la Transmediterranean Pipeline Co Ltd per 159 miliardi di lire (50%), la Raffineria di Milazzo SpA per 147 miliardi di lire (50%), la Nigeria Lng Ltd per 136 miliardi di lire (10,4%) e la Superoctanos Ca per 124 miliardi di lire (49%).

I crediti finanziari e i titoli strumentali all'attività operativa (2.813 miliardi di lire) riguardano principalmente i finanziamenti concessi da parte di imprese del settore Esplorazione e Produzione per 862 miliardi di lire, del settore Gas Naturale per 674 miliardi di lire, del settore Petrolchimica per 628 miliardi di lire (di cui 617 alla Polimeri Europa Srl) e dalle società finanziarie per 507 miliardi di lire nell'interesse di imprese del Gruppo.

CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO

(milioni di €)		(miliardi di lire)	
31.12.1998		31.12.1997	**31.12.1998**
2.442	Rimanenze	5.090	4.728
6.076	Crediti commerciali	12.486	11.764
2.561	Crediti verso l'Amministrazione finanziaria	4.739	4.959
(3.517)	Debiti commerciali	(6.792)	(6.810)
(1.791)	Debiti tributari	(4.240)	(3.467)
(4.709)	Fondi per rischi e oneri (1)	(9.363)	(9.119)
(982)	Altre attività e passività di esercizio (2)	(1.198)	(1.901)
80		**722**	**154**

(1) Comprende, tra l'altro, il fondo imposte differite per 2.264 miliardi di lire (2.688 nel 1997), il fondo smantellamento e ripristino siti per 2.447 miliardi di lire (2.268 nel 1997) e la riserva sinistri e premi delle compagnie di assicurazione per 959 miliardi di lire (827 nel 1997).

(2) Comprende crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa per 899 miliardi di lire (933 nel 1997).

L'indebitamento finanziario netto ammonta a 13.690 miliardi di lire, con una riduzione di 1.897 miliardi di lire rispetto al 31 dicembre 1997. In linea con gli obiettivi definiti di ristrutturazione del debito, nel corso dell'esercizio è stata attuata una politica di contenimento delle attività finanziarie che ha determinato una riduzione delle disponibilità liquide e delle altre attività finanziarie al 31 dicembre di 5.472 miliardi di lire (da 10.110 miliardi di lire del 1997 a 4.638 miliardi di lire). Di conseguenza l'indebitamento finanziario lordo è diminuito di 7.369 miliardi di lire.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(milioni di €)		(miliardi di lire)	
31.12.1998		31.12.1997	**31.12.1998**
9.465	Debiti finanziari ed obbligazioni	25.697	18.328
(779)	Disponibilità liquide	(3.071)	(1.509)
(1.204)	Titoli non strumentali all'attività operativa	(4.569)	(2.331)
(389)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.462)	(753)
(23)	Altro	(8)	(45)
7.070		**15.587**	**13.690**

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO E VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(milioni di €)				(miliardi di lire)
1998		1996	1997	**1998**
2.470	Utile prima degli interessi di terzi azionisti	4.591	5.272	4.782
	a rettifica:			
4.468	- ammortamenti ed altri componenti non monetari	6.804	7.855	8.651
(443)	- plusvalenze nette su alienazioni di attività	(269)	(358)	(857)
1.743	- dividendi, interessi, imposte e proventi/oneri straordinari	5.280	5.238	3.375
8.238	**Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio**	**16.406**	**18.007**	**15.951**
785	Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(949)	(519)	1.519
(2.159)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi e proventi/oneri straordinari (pagati) incassati nell'esercizio	(5.720)	(4.873)	(4.180)
6.864	**Flusso di cassa netto da attività di esercizio**	**9.737**	**12.615**	**13.290**
(5.152)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(7.342)	(8.073)	(9.975)
(407)	Investimenti in partecipazioni e imprese consolidate	(681)	(296)	(788)
359	Dismissioni	1.402	752	695
(106)	Altri investimenti e disinvestimenti	(78)	(66)	(205)
1.558	**Free cash flow**	**3.038**	**4.932**	**3.017**
2.019	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(1.407)	128	3.909
(3.714)	Variazione debiti finanziari a breve e lungo	88	(2.169)	(7.192)
(646)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.612)	(1.936)	(1.250)
(24)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(27)	130	(46)
(807)	**FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO**	**80**	**1.085**	**(1.562)**
1.558	**Free cash flow**	**3.038**	**4.932**	**3.017**
24	Indebitamento fin. netto società disinvestite e acquisite	739	338	47
43	Differenze cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	216	(412)	83
(645)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.612)	(1.936)	(1.250)
980	**VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO**	**2.381**	**2.922**	**1.897**

La consistenza del flusso di cassa generato dalle attività di esercizio (13.290 miliardi di lire), unitamente agli incassi da dismissioni (695 miliardi di lire), ha consentito di finanziare investimenti tecnici e in partecipazioni per 10.763 miliardi di lire e di generare un free cash flow di 3.017 miliardi di lire che, congiuntamente al collocamento di azioni Saipem (1.139 miliardi di lire), ha consentito di pagare i dividendi per 2.319 miliardi di lire e di ridurre l'indebitamento finanziario netto di 1.897 miliardi di lire.

Il flusso di cassa netto del risultato operativo prima del capitale d'esercizio (15.951 miliardi di lire) deriva dall'utile prima degli interessi di terzi azionisti rettificato: (i) degli ammortamenti (7.315 miliardi di lire); (ii) delle svalutazioni nette (1.383 miliardi di lire), riferite essenzialmente alle immobilizzazioni materiali e alle scorte di petrolio e di prodotti petroliferi e petrolchimici; (iii) dell'incremento dei fondi rischi e oneri (225 miliardi di lire); (iv) del decremento del fondo trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato (272 miliardi di lire) a seguito principalmente dell'anticipazione concessa ai dipendenti in relazione all'acquisto di azioni Eni nell'ambito del collocamento sul mercato della quarta tranche; (v) delle plusvalenze nette su alienazioni di attività (857 miliardi di lire), principalmente a seguito della cessione di azioni Saipem e Nuovo Pignone (735 miliardi di lire); (vi) dei dividendi (129 miliardi di lire), interessi netti (222 miliardi di lire), imposte sul reddito (2.808 miliardi di lire), oneri straordinari netti (1.002 miliardi di lire) e proventi relativi all'effetto della prima applicazione dello IAS 12 aggiornato (528 miliardi di lire).

La diminuzione del capitale di esercizio relativo alla gestione (1.519 miliardi di lire) è dovuta essenzialmente alla diminuzione dei crediti commerciali e diversi (1.036 miliardi di lire), prevalentemente nel settore Petrolchimica, a seguito della diminuzione dei prezzi e dei volumi di vendita dei principali prodotti e nei settori Raffinazione e Marketing ed Esplorazione e Produzione a seguito della flessione delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi.

I dividendi, interessi, imposte e proventi/oneri straordinari pagati nell'esercizio (4.180 miliardi di lire) si riferiscono al pagamento delle imposte sul reddito (3.845 miliardi di lire), degli oneri straordinari netti (480 miliardi di lire) e del saldo degli interessi (121 miliardi di lire) parzialmente compensato dall'incasso dei dividendi da società non consolidate (266 miliardi di lire).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (9.975 miliardi di lire, al netto dei contributi in conto capitale riconosciuti per 86 miliardi di lire e compresi i costi di esplorazione) hanno interessato per il 73,8% i settori Esplorazione e Produzione e Gas Naturale e per il 50,8% le attività all'estero. Informazioni in ordine agli investimenti effettuati nel 1998 sono riportate nel commento all'andamento operativo dei principali settori di attività.

INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI[1]

(milioni di €)				(miliardi di lire)
1998		1996	1997	1998
2.882	Esplorazione e Produzione	3.220	4.496	5.581
921	Gas Naturale	2.337	1.707	1.783
586	Raffinazione e Marketing	1.131	959	1.135
331	Petrolchimica	305	348	640
354	Ingegneria e Servizi	277	459	685
61	Altre attività	52	66	118
17	Attività in corso di dismissione	20	38	33
5.152		**7.342**	**8.073**	**9.975**

(1) Sono escluse le spese di ricerca scientifica e tecnologica non considerate ad utilità pluriennale pari a 314, 428 e 406 miliardi di lire, rispettivamente nel 1996, 1997 e 1998, e le immobilizzazioni delle imprese entrate nell'area di consolidamento pari a 665, 52 e 400 miliardi di lire, rispettivamente nel 1996, 1997 e nel 1998.

Gli investimenti in partecipazioni e in imprese consolidate (788 miliardi di lire) riguardano principalmente l'acquisto da parte del settore Raffinazione e Marketing della Companhia Sao Paulo de Petròleo (390 miliardi di lire) e della Hotel Assets Ltd (ex Natwest Assets Ltd, proprietaria dei motel ceduti alla stessa nel 1992) e successivo aumento di capitale sociale (136 miliardi di lire) nonché l'aumento di capitale sociale dell'Albacom SpA (76 miliardi di lire).

Le dismissioni (695 miliardi di lire) riguardano la cessione di 13,4 milioni di azioni della Nuovo Pignone SpA alla General Electric Ltd (circa il 9% del capitale sociale per un corrispettivo di 145 miliardi di lire), la cessione da parte del settore Raffinazione e Marketing di 104 punti vendita alla Erg Petroli SpA, la cessione da parte del settore Petrolchimica delle società Lamitel, Lorica e Multicon, la cessione da parte del settore Gas Naturale dell'attività telecomunicazioni all'Albacom SpA; la vendita da parte dell'attività costruzioni e perforazioni del 50% del mezzo navale Maxita nonché immobili, terreni, partecipazioni e altre attività minori.

Il flusso monetario del capitale proprio (1.250 miliardi di lire) riguarda principalmente il pagamento del dividendo 1997 da parte dell'Eni SpA per 2.240 miliardi di lire, l'acquisto di una quota dell'8,79% della Serfi SpA a seguito dell'Offerta Pubblica di Acquisto lanciata dalla Sofid SpA che ha successivamente incorporato la società. Questi impieghi sono stati parzialmente compensati dal collocamento di azioni Saipem SpA per un incasso di 1.139 miliardi di lire, di cui 396 per l'aumento del capitale sociale sottoscritto da terzi azionisti.

ALTRE INFORMAZIONI

Codice di comportamento Il Consiglio di amministrazione nella riunione del 21 ottobre 1998 ha approvato il nuovo Codice di comportamento che definisce l'insieme dei valori su cui l'Eni si fonda e l'insieme delle responsabilità che l'Eni assume verso l'interno e verso l'esterno. I principali aspetti innovativi del Codice riguardano: (i) l'obbligo esplicito per i dipendenti, nel quadro dei doveri di lealtà di comportamento e di collaborazione, di riferire alle funzioni preposte qualsiasi notizia in merito a eventuali violazioni del Codice; (ii) il rafforzamento delle strutture di coordinamento e di controllo con la nomina del Garante e del Comitato per il Codice di comportamento, con la funzione di fornire assistenza ai dipendenti per la migliore attuazione del Codice, predisponendo tutte le necessarie azioni di prevenzione, coordinamento, controllo e reporting.

Attività dell'Audit Committee Nel corso del 1998 l'Audit Committee, che si è riunito 9 volte, ha in particolare: (i) suggerito, per uniformità dei criteri di controllo nell'ambito del Gruppo, di assoggettare i bilanci delle società controllate a revisione contabile completa e che tutte le controllate italiane affidino l'incarico di revisione ai sensi del D.Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58; (ii) verificato l'attuazione della riorganizzazione della funzione di internal auditing formulando proposte per un più efficace svolgimento dell'attività; (iii) partecipato al procedimento che ha portato il Consiglio di amministrazione alla nuova formulazione del Codice di comportamento; (iv) incontrato i massimi livelli delle funzioni amministrative delle società caposettore, i presidenti dei collegi sindacali e i partner responsabili delle società di revisione per l'esame delle connotazioni essenziali dei bilanci, con particolare riferimento alle operazioni straordinarie, nonché dei rapporti tra i diversi organi incaricati dei controlli nella Società e nelle società controllate.

Rating dell'Eni Standard & Poor's ha attribuito all'Eni il rating AA per il medio e lungo termine e A1+ per il breve termine, posizionandola così tra le migliori società petrolifere internazionali. L'Eni è l'unica società industriale italiana ad avere un rating di medio lungo termine.

Piano di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni L'Assemblea degli azionisti del 16 giugno 1998, per riconoscere ed incoraggiare ulteriormente la partecipazione dei dirigenti dell'Eni SpA e delle imprese controllate al miglioramento continuo dei risultati e alla creazione di valore per gli azionisti, ha approvato un Piano quadriennale di incentivazione (1998/2001) legato al conseguimento degli obiettivi aziendali e individuali dei dirigenti. Il Piano prevede l'assegnazione gratuita di azioni Eni emesse ai sensi dell'art. 2349 del codice civile, con vincolo di intrasferibilità triennale, ai dirigenti che raggiungono gli obiettivi prefissati. Per il primo anno sono stati interessati circa 280 dirigenti che occupano le posizioni di maggior rilievo nell'ambito della struttura organizzativa; dal secondo anno sono interessati tutti i dirigenti del Gruppo. L'Assemblea ha conferito al Consiglio di amministrazione la delega per aumentare il capitale sociale, in un periodo di cinque anni, fino a un massimo di 22 miliardi di lire mediante emissione al valore nominale (1.000 lire) di 22 milioni di azioni, pari a circa lo 0,28% del capitale sociale. L'aumento sarà coperto annualmente mediante l'utilizzo di una specifica riserva costituita destinando parte dell'utile dell'esercizio, o della riserva disponibile, e da reintegrare nei tre anni successivi in sede di attribuzione dell'utile di esercizio o della riserva disponibile. Per il 1997 sono stati destinati alla specifica riserva 1,7 miliardi di lire. In base alle azioni assegnate il capitale sociale è aumentato di 956 milioni di lire. A seguito dell'aumento, il capitale sociale dell'Eni è pari a 8.000.161.453.000 lire rappresentato da n. 8.000.161.453 azioni del valore nominale di mille lire cadauna. Tenuto conto che il piano di incentivazione relativo al 1998 prevede l'assegnazione fino a un massimo di numero 2.244.000 azioni Eni, in relazione ai risultati conseguiti dai dirigenti del Gruppo, il Consiglio di amministrazione proporrà all'Assemblea di integrare la "Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile" (attualmente di 744 milioni di lire) di 1.500 milioni di lire.

Cessione azioni Saipem e Nuovo Pignone È stata perfezionata la cessione alla General Electric Ltd di 13,4 milioni di azioni della Nuovo Pignone SpA, pari a circa il 9% del capitale sociale, per il corrispettivo di 145 miliardi lire, con una plusvalenza sul bilancio consolidato di 103 miliardi di lire. L'Eni rimane nella compagine sociale della Nuovo Pignone SpA con una quota di circa il 9%.
Il collocamento sul mercato di 115 milioni di azioni ordinarie Saipem, riservato agli investitori professionali italiani e istituzionali esteri, ha riguardato 40 milioni di nuove azioni derivanti dall'aumento del capitale sociale e 75 milioni di azioni (compresi 15 milioni di azioni costituenti la "green-shoe") di proprietà dell'Eni SpA. L'incasso complessivo derivante dal collocamento è stato di 1.139 miliardi di lire, di cui 396 per l'aumento di capitale, con una plusvalenza sul bi-

lancio consolidato di 632 miliardi di lire. Dopo il collocamento la partecipazione dell'Eni nella Saipem SpA è scesa da circa il 66% a circa il 43% del capitale sociale.

Albacom È stato stipulato il contratto per l'interconnessione con la rete di Telecom Italia che dal 1° luglio consente ad Albacom SpA di fornire, mediante la propria infrastruttura di rete, servizi voce sull'intero territorio nazionale. In data 30 giugno 1998 l'Albacom SpA ha acquistato dalla Snam SpA la Nuova Società di Telecomunicazione SpA proprietaria della rete di telecomunicazioni dell'Eni e titolare della concessione in uso di cavi in fibra ottica per il corrispettivo di 113 miliardi di lire. In data 31 luglio 1998 l'Eni SpA ha sottoscritto l'aumento di capitale deliberato dall'assemblea straordinaria della Albacom SpA per la quota di propria spettanza pari a n. 756.350 azioni del valore nominale di 100.000 lire cadauna versando, a totale liberazione delle azioni, la somma di 76 miliardi di lire. La partecipazione posseduta rappresenta il 35% del capitale sociale.

Azioni proprie In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 39 del D.Lgs. 9 aprile 1991, n. 127, si attesta che l'Eni SpA e le sue società controllate non detengono, né sono state autorizzate dalle rispettive assemblee ad acquistare, azioni dell'Eni SpA.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziate nella nota integrativa.

ANNO 2000

La problematica dell'anno 2000 interessa i programmi informatici realizzati utilizzando solo le ultime due cifre per identificare l'anno. In assenza di interventi specifici, questi programmi potrebbero confondere l'anno 2000 con l'anno 1900 determinando difficoltà operative.

L'Eni ha affrontato i problemi dell'anno 2000 a partire dal 1996. Per ottimizzare gli interventi, agli inizi del 1997, è stato costituito un consorzio denominato "Millennium" tra l'EniData SpA, la società di informatica dell'Eni che gestisce la maggior parte dei sistemi informatici del Gruppo, e una primaria società internazionale di servizi software, selezionata per la metodologia e gli strumenti di analisi e di aggiornamento del software.

Le principali società dell'Eni hanno terminato la predisposizione dei piani di adeguamento dei sistemi gestionali e dei sistemi di processo che si articolano generalmente nella fase di "Definizione dell'ambito", "Assessment", "Esecuzione" e "Test". Attualmente, completate le prime due fasi, è in corso l'esecuzione dei piani e si prevede che i test siano conclusi entro il mese di ottobre 1999.

Nel gennaio 1999 è stato costituito alle dirette dipendenze dell'Amministratore delegato dell'Eni SpA il Comitato Guida per il Progetto di Gruppo "Anno 2000 - Euro" con il compito, tra gli altri, di: (i) assicurare l'indirizzo, il coordinamento e il controllo delle iniziative intraprese dalle società del Gruppo per fornire soluzioni gestionali e tecnologiche adeguate alle esigenze determinate dall'avvento dell'anno 2000; (ii) controllare i risultati ottenuti dai gruppi di lavoro costituiti per l'analisi dei temi critici e dei rischi anche in riferimento agli aspetti assicurativi e legali, promuovendo progetti specifici presso le società dell'Eni nonché piani per affrontare eventuali inefficienze dei sistemi; (iii) garantire la realizzazione di economie e opportunità di Gruppo nonché la definizione di comportamenti comuni.

Allo stato attuale delle conoscenze, l'Eni non prevede di dover affrontare problemi operativi particolari per la soluzione delle problematiche dell'anno 2000 nei suoi sistemi informatici. Tuttavia la previsione generale di chi ha approfondito il problema è che anche le società più attrezzate potrebbero

trovarsi di fronte a qualche difficoltà. Inoltre l'Eni potrebbe avere degli effetti negativi dall'incapacità di terzi di gestire l'anno 2000 nonostante siano stati attivati contatti diretti con i principali clienti e fornitori per verificare lo stato di avanzamento delle operazioni di adeguamento dei loro sistemi informatici e sia stato chiesto ai fornitori di hardware e software di certificare la validità dei loro prodotti con riferimento all'anno 2000. Sono stati pertanto predisposti specifici piani di emergenza.

Al 31 dicembre 1998 i costi sostenuti per l'adeguamento dei sistemi specificatamente attribuibili all'anno 2000 ammontano a circa 40 miliardi di lire; il costo complessivo previsto è di circa 140 miliardi di lire.

I costi sostenuti per l'adeguamento dei sistemi all'anno 2000, non producendo un incremento di valore, non sono oggetto di imputazione all'attivo patrimoniale. Le immobilizzazioni che con riferimento alla problematica dell'anno 2000 presentano una durevole riduzione di valore sono oggetto di svalutazione per adeguarle al valore normale.

È da evidenziare che molte delle azioni di adeguamento dei sistemi all'anno 2000 e all'introduzione dell'euro sono inserite nell'ampia reingegnerizzazione delle applicazioni software relative ai sistemi di processo e ai sistemi gestionali dove l'Eni è impegnata. L'esborso complessivo nel periodo 1997-2001 è stimato in circa 600 miliardi di lire.

EURO

L'Eni svolge attività significative nell'ambito dell'Unione Europea e l'unificazione monetaria europea probabilmente influirà su queste attività. Nel quadro della reingegnerizzazione delle proprie applicazioni informatiche l'Eni prevede di trasformare i sistemi contabili delle società che operano nei paesi interessati all'unificazione monetaria e di preparare i propri sistemi operativi alle transazioni in Euro. Tenendo conto della flessibilità consentita nel periodo di transizione (dal 1° gennaio 1999 al 1° gennaio 2002) e allo stato attuale delle conoscenze, l'Eni non prevede di dover affrontare problemi operativi particolari né di dover sostenere costi significativi per la conversione in Euro dei suoi sistemi contabili e operativi. L'unificazione monetaria europea potrà, tuttavia, avere effetti significativi sui fattori che influiscono sulle attività dell'Eni come i tassi di interesse, i tassi di cambio e i prezzi di acquisto/vendita.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

I fatti di rilevo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono evidenziati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Nel 1999 si prevede una crescita dello 0,8% della domanda mondiale di petrolio, confermando il rallentamento registrato nel corso del 1998. L'andamento atteso della domanda riflette il minor ritmo di crescita dei consumi in Cina e gli effetti della crisi economica in Asia, Russia e Brasile, solo in parte attenuati dai primi segnali di ripresa dell'economia del Giappone. La decisione straordinaria dell'Opec di fine marzo 1999 di ridurre per la terza volta in dodici mesi la produzione (sono stati concordati tagli produttivi per ulteriori due milioni di barili/giorno per un periodo di 12 mesi) ha consentito di limitare l'eccesso di offerta sui mercati; anche i dati più recenti sulle scorte evidenziano alcune riduzioni. Questi fattori hanno determinato il recupero delle quotazioni internazionali del petrolio, con il prezzo del Brent che ha raggiunto i 14 dollari/barile, il valore più alto degli ultimi cinque mesi. Le previsioni per il 1999 indicano quotazioni su di un livello medio compreso tra gli 11 e i 14 dollari/barile.

Nel 1999 la domanda di gas naturale in Italia è prevista crescere del 3,4% rispetto al 1998, con un contributo al soddisfacimento del fabbisogno complessivo di fonti primarie di energia che passa dal 28,9% al 29,3%. La crescita della domanda è sostenuta dal crescente utilizzo del gas naturale nella produzione di energia elettrica in sostituzione dell'olio combustibile; prosegue, per questi motivi, la flessione dei consumi di petrolio.

Principali indicatori di mercato

	I° trim. 1998	I° trim. 1999
Brent dated *(USD/barile)*	14.03	11.28
Margini di raffinazione *(USD/barile)**	2.72	2.26
Margine del cracker *(Lire/kg)**	651	457

(*) Elaborazioni Eni.

Nel primo trimestre 1999 i margini di raffinazione hanno registrato una significativa flessione rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente, dovuta alla riduzione del differenziale tra prodotti leggeri e pesanti che ha penalizzato i margini delle lavorazioni a ciclo complesso. I margini sono previsti in recupero nel corso dell'esercizio, anche se le previsioni indicano valori medi annui inferiori rispetto ai positivi livelli conseguiti nel 1998.

La domanda di prodotti petrolchimici risentirà nel corso del 1999 degli effetti del perdurare del rallentamento della crescita economica sui principali mercati di sbocco. I margini dei prodotti della petrolchimica di base sono previsti in ulteriore flessione rispetto ai valori già depressi della seconda parte del 1998; l'inasprimento della concorrenza manterrà inalterata la pressione sui margini dei prodotti a valle.

Nel 1999 per la produzione di idrocarburi Eni, nonostante le limitazioni Opec, si prevede un aumento di circa l'1% rispetto al 1998 a seguito delle maggiori produzioni di petrolio nel Mare del Nord, in Africa Occidentale, nelle nuove aree di sviluppo (Qatar, Ecuador, Cina) e di gas naturale in Egitto che compenseranno la flessione della produzione in Italia per il declino naturale di alcuni campi.

I volumi di gas naturale distribuiti in Italia dall'Eni sono previsti, in ipotesi di temperature normali per la parte restante d'esercizio, in aumento di circa il 4% a seguito delle maggiori vendite ai produttori di energia elettrica e della crescita dei consumi nel settore civile; i maggiori fabbisogni saranno coperti con l'aumento delle importazioni. Sono previsti in aumento i volumi di gas naturale trasportati per conto terzi in Italia e i volumi di gas naturale distribuiti all'estero.

Il tasso di utilizzo della capacità delle raffinerie Eni è previsto su livelli elevati, anche se inferiori rispetto al 1998, anno in cui è stato conseguito il massimo grado di utilizzo della capacità.

Nei primi due mesi del 1999 le vendite di prodotti petrolchimici effettuate dall'Eni hanno registrato una flessione di circa il 15% rispetto al corrispondente periodo del 1998 a seguito del perdurare della debolezza della domanda. Nel corso dell'esercizio è previsto un graduale recupero; tuttavia su base annua le vendite risulteranno inferiori rispetto al livello dell'esercizio precedente.

Il programma degli investimenti tecnici del quadriennio 1999-2002 prevede un impegno di spesa di circa 37.500 miliardi di lire, concentrato per il 72% nelle attività Esplorazione e Produzione e Gas Naturale. I principali progetti riguardano: (i) lo sviluppo di importanti giacimenti di idrocarburi in Libia, nell'offshore profondo dell'Africa Occidentale, in Egitto, nel Mare del Nord, in Kazakistan nonché il completamento del progetto Val d'Agri in Italia e l'esplorazione selettiva in aree caratterizzate da elevato potenziale minerario, prevalentemente all'estero; (ii) la realizzazione di nuove infrastrutture per l'importazione di gas naturale dalla Norvegia, dall'Olanda e dalla Libia, il potenziamento e lo sviluppo della rete di trasporto e distribuzione in Italia nonché interventi nelle attività di distribuzione ai comparti industriale e termoelettrico; (iii) interventi sulla rete di distribuzione dei prodotti petroliferi in Italia finalizzati alla sua evoluzione verso gli standard europei, l'adeguamento degli impianti di raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi in Italia agli standard ambientali e sulla sicurezza, il potenziamento e la razionalizzazione del sistema di supply nel business GPL nonché interventi nella logistica e nell'informatica; (iv) interventi di potenziamento della capacità produttiva degli impianti della petrolchimica di base, dei poliuretani ed elastomeri nonché di adeguamento alla normativa ambientale e sulla sicurezza; (v) la realizzazione di nuovi mezzi navali nell'attività *costruzioni e perforazioni* nonché il potenziamento/adeguamento di quelli esistenti.

In particolare nel 1999 sono previsti investimenti tecnici per circa 9.800 miliardi di lire, di cui circa il 52% nel settore Esplorazione e Produzione e circa il 22% nel settore Gas Naturale.

La criticità dell'attuale scenario energetico comporterà il contenimento di circa il 30% degli investimenti di ricerca esplorativa rispetto al 1998 e l'accelerazione del piano di riduzione dei costi fissi con l'intensificazione delle azioni di razionalizzazione della struttura organizzativa, dei progetti di reingegnerizzazione dei processi e delle dismissioni o chiusure di attività non strategiche. Qualora i rischi e le incertezze di scenario dovessero protrarsi, si determinerà una revisione dei tempi di realizzazione di alcuni progetti di non particolare rilevanza strategica.

GLOSSARIO

TERMINI FINANZIARI

Green shoe Opzione riservata al consorzio di collocamento per l'acquisto, entro un certo numero di giorni, di un ulteriore quantitativo di azioni prefissato.

Leverage Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

Roace Indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale (37% a partire del 1998), e il capitale investito netto medio.

ATTIVITÀ DEL PETROLIO E DEL GAS NATURALE

Acque profonde Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe Barrel of Oil Equivalent viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0061 per il gas di produzione estera e di 0,0063 per la produzione in Italia, in funzione del diverso potere calorifico.

Condensati Idrocarburi leggeri prodotti con il gas che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.

Contratti di concessione Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo a fronte del pagamento allo Stato di royalties sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale, escluse quelle riguardanti la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi e le merci sif a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a grandi clienti (a es. Enel - olio combustibile, compagnie aeree - jet fuel), alla pubblica amministrazione e a industrie.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

Indice di ricostituzione delle riserve Rapporto tra le riserve certe addizionali dell'anno e la produzione nell'anno.

Offshore/Onshore Il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, le attività che vi si svolgono.

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

Production Sharing Agreement Tipologia contrattuale vigente in paesi produttori dell'Africa, del Medio ed Estremo Oriente e dell'America Latina caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Secondo il contratto il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una ("Cost Oil") destinata al recupero dei costi del Contratti-

sta; l'altra ("Profit Oil") suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei paesi.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Ricerca esplorativa Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

Riserve certe Si definiscono riserve certe i volumi stimati di petrolio greggio, gas naturale e condensati da gas naturale liquidi e sostanze ad essi associate che si prevede possano essere commercialmente recuperati dai giacimenti nelle condizioni tecnico/economiche esistenti al momento e con le leggi vigenti.

Riserve probabili Quantità di idrocarburi che potranno probabilmente, ma non sicuramente, essere estratte. La loro stima si basa su condizioni geologiche note, su caratteristiche similari delle rocce serbatoio e sull'interpretazione dei dati geofisici.

Riserve possibili Quantità di idrocarburi che hanno un grado di certezza minore delle riserve probabili e possono venire stimate con un basso livello di certezza, insufficiente ad indicare se esse potranno venire prodotte. In generale comprendono quantità di petrolio che si ritiene possa essere estratto da giacimenti non ancora scoperti e presumibilmente esistenti.

Riserve recuperabili Sommatoria delle riserve certe, probabili e possibili di un determinato giacimento.

Sviluppo Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa finalizzata alla produzione di petrolio e gas.

"Ship or pay" Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

"Take or pay" Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

Upstream/Downstream Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve di fine anno e la produzione dell'anno.

ATTIVITÀ DELLA PETROLCHIMICA

Additivi Sostanze aggiunte in piccole quantità ad alcuni prodotti (materie plastiche, gomme, basi lubrificanti) per migliorarne le prestazioni (resistenza all'urto, all'invecchiamento, lavorabilità, viscosità).

Aromatici Idrocarburi caratterizzati da una particolare struttura molecolare, presenti nei greggi petroliferi e nei carboni fossili. Il nome deriva dalle prime classificazioni storicamente effettuate che distinguevano i composti avente odore gradevole (aromatico) da tutti gli altri.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene - butadiene (SBR), le gomme etilene - propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Virgin nafta Frazione idrocarburica ottenuta dalla distillazione del petrolio. In raffineria è ulteriormente suddivisa in leggera (utilizzata nelle benzine direttamente o dopo isomerizzazione) e pesante (utilizzata come carica al reforming catalitico per ottenere prodotti a più alto numero di ottano). Entrambe le frazioni sono anche utilizzate nella petrolchimica, come carica agli impianti di steam cracking, per produrre olefine e aromatici.

STATO PATRIMONIALE

(milioni di €)				(miliardi di lire)
31.12.1998			31.12.1997	**31.12.1998**
	ATTIVO:			
	Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			
	Immobilizzazioni:			
	Immobilizzazioni immateriali:	*(nota n. 1)*		
13	- costi di impianto e di ampliamento		17	25
7	- costi di ricerca e di sviluppo		10	13
82	- diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		147	159
157	- concessioni, licenze, marchi e diritti simili		273	305
26	- avviamento		80	50
146	- differenza da consolidamento		26	282
130	- immobilizzazioni in corso e acconti		109	251
1.215	- altre		2.609	2.353
1.776	***Totale***		**3.271**	**3.438**
	Immobilizzazioni materiali:	*(nota n. 2)*		
2.400	- terreni e fabbricati		4.743	4.647
14.195	- impianti e macchinario		28.248	27.485
403	- attrezzature industriali e commerciali		763	780
211	- altri beni		432	410
3.662	- immobilizzazioni in corso e acconti		5.781	7.091
20.871	***Totale***		**39.967**	**40.413**
	Immobilizzazioni finanziarie:	*(nota n. 3)*		
1.382	- partecipazioni in:		2.869	2.675
206	*. imprese controllate*		*478*	*399*
871	*. imprese collegate*		*1.926*	*1.685*
305	*. altre imprese*		*465*	*591*
1.414	- crediti:		2.794	2.739
	. verso imprese controllate:			
318	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*378*	*616*
54	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*113*	*105*
372			*491*	*721*
	. verso imprese collegate:			
382	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*877*	*739*
73	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*62*	*141*
455			*939*	*880*
	. verso altri:			
531	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*1.220*	*1.029*
56	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*144*	*109*
587			*1.364*	*1.138*
200	- altri titoli		606	387
2.996	***Totale***		**6.269**	**5.801**
25.643	**Totale immobilizzazioni**		**49.507**	**49.652**

(milioni di €)				(miliardi di lire)
31.12.1998			31.12.1997	31.12.1998
	Attivo circolante:			
	Rimanenze:	*(nota n. 4)*		
846	- materie prime, sussidiarie e di consumo		1.801	1.638
128	- prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		255	248
226	- lavori in corso su ordinazione		391	437
1.126	- prodotti finiti e merci		2.460	2.181
116	- acconti		183	224
2.442	***Totale***		**5.090**	**4.728**
	Crediti:	*(nota n. 5)*		
5.799	- verso clienti:		11.733	11.227
5.672	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*11.545*	*10.982*
127	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*188*	*245*
157	- verso imprese controllate:		504	304
157	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*504*	*304*
366	- verso imprese collegate:		690	710
366	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*682*	*709*
	.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*8*	*1*
	- verso controllanti:		2	1
	.. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2*	*1*
4.339	- verso altri:		10.215	8.401
2.790	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*6.526*	*5.402*
1.549	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*3.689*	*2.999*
10.661	***Totale***		**23.144**	**20.643**
	Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	*(nota n. 6)*		
8	- partecipazioni in imprese controllate		13	16
3	- partecipazioni in imprese collegate		96	6
1.315	- altri titoli		4.386	2.546
1.326	***Totale***		**4.495**	**2.568**
	Disponibilità liquide:			
771	- depositi bancari e postali		3.057	1.494
2	- assegni		1	4
6	- danaro e valori in cassa		13	11
779	***Totale***		**3.071**	**1.509**
15.208	**Totale attivo circolante**		**35.800**	**29.448**
868	**Ratei e risconti**	*(nota n. 7)*	2.011	1.680
41.719	**TOTALE ATTIVO**		**87.318**	**80.730**

(milioni di €) 31.12.1998			31.12.1997	(miliardi di lire) 31.12.1998
	PASSIVO:			
	Patrimonio netto:			
4.132	*Capitale*		7.999	8.000
	Riserva da sopraprezzo delle azioni			
	Riserve di rivalutazione			
223	*Riserva legale*		231	432
	Riserva per azioni proprie in portafoglio			
	Riserve statutarie			
5.587	*Altre riserve:*		9.382	10.817
3.826	*- riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/93*		*7.408*	*7.408*
1.462	*- riserva disponibile*		*1.251*	*2.830*
116	*- riserva per differenze cambio*		*864*	*225*
84	*- fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/67*		*163*	*163*
33	*- conferimenti legge 41/86*		*45*	*63*
20	*- conferimenti legge 730/83*		*39*	*39*
19	*- riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge 169/83*		*37*	*37*
12	*- finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato*		*40*	*22*
9	*- conferimenti legge 749/85*		*17*	*17*
6	*- riserva di consolidamento*		*18*	*12*
..	*- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile*		..	*1*
..	*- riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93*		..	..
3.886	*Utili portati a nuovo*		6.441	7.525
2.328	*Utile dell'esercizio*		5.118	4.507
16.156	**Totale patrimonio netto dell'Eni**	*(nota n. 8)*	**29.671**	**31.281**
1.234	*Capitale e riserve di terzi*		1.781	2.390
17.390	**Totale**		**31.452**	**33.671**
	Fondi per rischi e oneri:	*(nota n. 9)*		
68	per trattamento di quiescenza ed obblighi simili		137	132
1.463	per imposte		3.350	2.833
3.178	altri		5.876	6.154
4.709	**Totale**		**9.363**	**9.119**
356	**Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato**	*(nota n. 10)*	**978**	**689**

(milioni di €) 31.12.1998			31.12.1997	(miliardi di lire) 31.12.1998
	Debiti:	*(nota n. 11)*		
656	- obbligazioni:		1.280	1.270
5	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*10*	*10*
651	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*1.270*	*1.260*
7.877	- debiti verso banche:		22.486	15.253
4.530	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*14.447*	*8.772*
3.347	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*8.039*	*6.481*
965	- debiti verso altri finanziatori:		1.999	1.869
62	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*105*	*121*
903	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*1.894*	*1.748*
1.127	- acconti		2.030	2.183
1.125	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*2.027*	*2.179*
2	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*3*	*4*
3.808	- debiti verso fornitori:		7.295	7.373
3.787	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*7.232*	*7.333*
21	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*63*	*40*
25	- debiti rappresentati da titoli di credito:		61	49
25	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*61*	*49*
440	- debiti verso imprese controllate:		790	852
440	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*790*	*852*
352	- debiti verso imprese collegate:		912	681
352	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*912*	*681*
1.791	- debiti tributari:		4.240	3.467
1.740	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*4.199*	*3.369*
51	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*41*	*98*
191	- debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:		411	370
189	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*396*	*366*
2	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*15*	*4*
1.606	- altri debiti:		3.131	3.109
1.374	*.. importi esigibili entro l'esercizio successivo*		*2.555*	*2.660*
232	*.. importi esigibili oltre l'esercizio successivo*		*576*	*449*
18.838	**Totale**		**44.635**	**36.476**
426	**Ratei e risconti**	*(nota n. 12)*	890	825
41.719	**TOTALE PASSIVO**		**87.318**	**80.780**

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE

(milioni di €) 31.12.1998		31.12.1997	(miliardi di lire) 31.12.1998
	GARANZIE: *(nota n. 13)*		
	Fidejussioni prestate nell'interesse:		
294	- di imprese controllate	702	569
83	- di imprese collegate	437	161
69	- di altri	154	134
446		**1.293**	**864**
	Altre garanzie personali prestate nell'interesse:		
247	- di imprese controllate	231	478
300	- di imprese collegate	347	581
3.637	- di imprese consolidate:	7.661	7.041
1.077	*. partecipazioni a gare d'appalto e rispetto accordi contrattuali*	*2.727*	*2.085*
854	*. rischi assicurativi*	*1.759*	*1.653*
85	*. finanziamenti*	*99*	*165*
1.621	*. altre*	*3.076*	*3.138*
76	- di altri	71	148
4.260		**8.360**	**8.248**
	Garanzie reali prestate nell'interesse:		
77	- di imprese collegate	150	150
	- di imprese consolidate	90	
77		**240**	**150**
4.783	**TOTALE GARANZIE**	**9.893**	**9.262**
	ALTRI CONTI D'ORDINE: *(nota n. 14)*		
	Impegni:		
8.309	- contratti derivati:	15.314	16.088
3.767	*. su interessi*	*8.892*	*7.294*
1.093	*. di acquisto valuta*	*2.242*	*2.117*
3.072	*. di vendita valuta*	*3.960*	*5.947*
193	*. di acquisto merce*	*126*	*374*
184	*. di vendita merce*	*94*	*356*
403	- acquisto di beni	684	780
151	- vendita di beni	560	293
714	- altri	95	1.382
9.577		**16.653**	**18.543**
	Rischi:		
736	- risarcimenti e contenziosi	1.057	1.426
53	- beni di terzi in custodia	222	103
789		**1.279**	**1.529**
10.366	**TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE**	**18.532**	**20.072**

CONTO ECONOMICO

(milioni di €) 1998			1996	1997	(miliardi di lire) 1998
	Valore della produzione:				
42.800	- ricavi delle vendite e delle prestazioni	*(nota n. 15)*	87.062	89.606	82.873
(121)	- variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		(164)	(84)	(234)
942	- variazioni dei lavori in corso su ordinazione		1.350	1.440	1.823
1.002	- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		1.508	1.764	1.940
763	- altri ricavi e proventi:	*(nota n. 16)*	1.378	1.269	1.477
20	*. contributi in conto esercizio*		*22*	*30*	*39*
743	*. altri*		*1.356*	*1.239*	*1.438*
45.386	**Totale**		**91.134**	**93.995**	**87.879**
	Costi della produzione:	*(nota n. 17)*			
11.934	- per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		26.795	28.488	23.108
6.173	- per servizi		9.799	10.321	11.952
1.048	- per godimento di beni di terzi		1.877	2.237	2.030
3.107	- per il personale:		6.366	6.277	6.017
2.234	*. salari e stipendi*		*4.345*	*4.311*	*4.326*
651	*. oneri sociali*		*1.405*	*1.403*	*1.261*
126	*. trattamento di fine rapporto*		*307*	*247*	*243*
11	*. trattamento di quiescenza e simili*		*12*	*32*	*22*
85	*. altri costi*		*297*	*284*	*165*
4.378	- ammortamenti e svalutazioni:		7.481	7.496	8.475
984	*. ammortamento delle immobilizzazioni immateriali*		*1.583*	*1.804*	*1.905*
2.798	*. ammortamento delle immobilizzazioni materiali*		*4.836*	*5.193*	*5.417*
	. effetto della modifica del criterio di svalutazione		*801*		
530	*. altre svalutazioni delle immobilizzazioni*		*23*	*305*	*1.026*
66	*. svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide*		*238*	*194*	*127*
43	- variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		(166)	(40)	83
61	- accantonamenti per rischi		151	607	118
374	- altri accantonamenti		583	579	724
14.419	- oneri diversi di gestione		28.547	27.608	27.919
41.537	**Totale**		**81.433**	**83.573**	**80.426**
3.849	**Differenza tra valore e costi della produzione**		**9.701**	**10.422**	**7.453**
	Proventi e oneri finanziari:	*(nota n. 18)*			
471	- proventi da partecipazioni:		181	351	912
9	*.. da imprese controllate*		*14*	*10*	*17*
16	*.. da imprese collegate*		*20*	*179*	*32*
446	*.. da altri*		*147*	*162*	*863*
1.338	- altri proventi finanziari:		2.467	3.030	2.591
	. da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:				
31	*.. da imprese controllate*		*56*	*48*	*61*
27	*.. da imprese collegate*		*92*	*63*	*52*
43	*.. da altri*		*16*	*95*	*84*
101			*164*	*206*	*197*

(milioni di €)					(miliardi di lire)
1998			1996	1997	**1998**
18	*. da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni*		*126*	*64*	*34*
158	*. da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni*		*460*	*412*	*307*
	. proventi diversi dai precedenti:				
7	*.. da imprese controllate*		*30*	*78*	*13*
5	*.. da imprese collegate*		*23*	*13*	*9*
1	*.. da controllanti*		*7*	*4*	*2*
1.048	*.. da altri*		*1.657*	*2.253*	*2.029*
1.061			*1.717*	*2.348*	*2.053*
1.448	- interessi e altri oneri finanziari:		3.518	3.786	2.805
20	*.. verso imprese controllate*		*75*	*282*	*39*
11	*.. verso imprese collegate*		*25*	*10*	*21*
1.417	*.. verso altri*		*3.418*	*3.494*	*2.745*
361	**Totale**		**(870)**	**(405)**	**698**
	Rettifiche di valore di attività finanziarie:	*(nota n. 18)*			
74	- rivalutazioni:		171	191	143
46	*. di partecipazioni valutate al patrimonio netto*		*123*	*132*	*89*
22	*. di altre partecipazioni*		*4*	*45*	*42*
6	*. di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni*		*15*	*13*	*12*
	. di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*29*	*1*	
119	- svalutazioni:		68	189	230
118	*. di partecipazioni*		*64*	*172*	*228*
1	*. di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni*		*4*	*4*	*2*
	. di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni			*13*	
(45)	**Totale delle rettifiche**		**103**	**2**	**(87)**
	Proventi e oneri straordinari:	*(nota n. 19)*			
408	- proventi:		668	277	791
273	*.. effetto della prima applicazione del principio contabile IAS 12 aggiornato*				*528*
57	*.. plusvalenze da alienazioni*		*475*	*129*	*112*
78	*.. altri proventi*		*193*	*148*	*151*
653	- oneri:		815	660	1.265
1	*.. minusvalenze da alienazioni*		*1*	*47*	*2*
8	*.. imposte relative a esercizi precedenti*		*11*	*1*	*16*
644	*.. altri oneri*		*803*	*612*	*1.247*
(245)	**Totale delle partite straordinarie**		**(147)**	**(383)**	**(474)**
3.920	**Risultato prima delle imposte**		**8.787**	**9.636**	**7.590**
1.450	- imposte sul reddito dell'esercizio	*(nota n. 20)*	4.196	4.364	2.808
2.470	**Utile dell'esercizio**		**4.591**	**5.272**	**4.782**
(142)	Utile dell'esercizio di pertinenza di terzi		(140)	(154)	(275)
2.328	**Utile dell'esercizio dell'Eni**		**4.451**	**5.118**	**4.507**
0,29 euro	**Utile per azione (calcolato su 7.999.469.990 azioni)**	*(nota n. 21)*	**556 lire**	**640 lire**	**563 lire**
2,91 euro	**Utile per ADS (calcolato su 10 azioni per ADS)**		**5.564 lire**	**6.398 lire**	**5.634 lire**

NOTA INTEGRATIVA

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di €)				(miliardi di lire)
1998		1996	1997	**1998**
2.328	Utile dell'esercizio di Gruppo	4.451	5.118	4.507
142	Utile dell'esercizio di terzi	140	154	275
3.778	Ammortamenti	6.408	6.990	7.315
714	Svalutazioni (rivalutazioni)	977	531	1.383
116	Variazioni fondi per rischi e oneri	(4)	694	225
(140)	Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(577)	(360)	(272)
(443)	Minusvalenze (plusvalenze) su alienazioni di attività	(269)	(358)	(857)
(67)	Dividendi	(42)	(81)	(129)
(654)	Interessi attivi e differenze attive di cambio non realizzate	(1.579)	(1.499)	(1.267)
769	Interessi passivi e differenze passive di cambio non realizzate	2.558	2.071	1.489
1.450	Imposte sul reddito	4.196	4.364	2.808
245	Oneri straordinari netti	147	383	474
8.238	*Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio*	16.406	18.007	15.951
	Variazioni:			
105	- rimanenze	(181)	(158)	203
535	- crediti commerciali e diversi	(126)	(248)	1.036
(28)	- ratei e risconti attivi	(50)	7	(54)
132	- debiti commerciali e diversi	(655)	(373)	256
41	- ratei e risconti passivi	63	253	78
9.023	*Flusso di cassa del risultato operativo*	15.457	17.488	17.470
138	Dividendi incassati	186	133	266
685	Interessi incassati	1.480	1.428	1.327
(748)	Interessi pagati	(2.381)	(1.873)	(1.448)
(1.986)	Imposte sul reddito pagate	(4.501)	(4.322)	(3.845)
(248)	Oneri straordinari netti pagati	(504)	(239)	(480)
6.864	**Flusso di cassa netto da attività di esercizio**	**9.737**	**12.615**	**13.290**

(milioni di €) 1998		1996	1997	(miliardi di lire) 1998
	Investimenti:			
(985)	- immobilizzazioni immateriali	(1.579)	(1.787)	(1.907)
(4.167)	- immobilizzazioni materiali	(5.763)	(6.286)	(8.068)
(216)	- imprese consolidate	(409)	(25)	(419)
(200)	- partecipazioni	(506)	(620)	(387)
(1.800)	- titoli	(4.073)	(3.148)	(3.485)
(679)	- crediti finanziari	(3.722)	(2.342)	(1.316)
+0	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	67	33	78
(8.007)	*Flusso di cassa degli investimenti*	(15.985)	(14.175)	(15.504)
	Disinvestimenti:			
12	- immobilizzazioni immateriali	19	45	23
181	- immobilizzazioni materiali	+57	375	350
14	- imprese consolidate e rami d'azienda	580	32	28
239	- partecipazioni	525	521	463
2.839	- titoli	3.307	3.238	5.497
1.447	- crediti finanziari	2.924	2.359	2.802
(12)	- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	67	50	(23)
4.720	*Flusso di cassa dei disinvestimenti*	7.879	6.620	9.140
(3.287)	**Flusso di cassa netto da attività di investimento** (*)	(8.106)	(7.555)	(6.364)
880	Assunzione di debiti finanziari a lungo	1.631	2.008	1.705
(1.723)	Rimborsi di debiti finanziari a lungo	(3.966)	(3.626)	(3.336)
(2.872)	Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve	2.423	(551)	(5.561)
(3.715)		88	(2.169)	(7.192)
194	Apporti netti di capitale proprio da terzi	12		375
359	Variazione del capitale e delle riserve di terzi	173	121	694
(1.198)	Dividendi distribuiti a terzi	(1.797)	(1.999)	(2.319)
	Altre variazioni		(58)	
(4.360)	**Flusso di cassa netto da attività di finanziamento**	(1.524)	(4.105)	(8.442)
1	*Effetto della variazione dell'area di consolidamento*	13	(13)	2
(25)	*Effetto delle differenze di cambio*	(40)	143	(48)
(807)	**Flusso di cassa netto del periodo**	80	1.085	(1.562)
1.586	**Disponibilità liquide a inizio del periodo**	1.906	1.986	3.071
779	**Disponibilità liquide a fine del periodo**	1.986	3.071	1.509

(*) *Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nella "Relazione sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari".*

Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di €) 1998		1996	1997	(miliardi di lire) 1998
	Investimenti finanziari:			
(9)	- partecipazioni	(234)	(349)	(18)
(1.754)	- titoli	(4.069)	(3.063)	(3.397)
(122)	- crediti finanziari	(2.742)	(1.611)	(236)
(1.885)		(7.045)	(5.023)	(3.651)
	Disinvestimenti finanziari:			
75	- partecipazioni	246	271	146
2.838	- titoli	3.270	3.237	5.495
991	- crediti finanziari	2.122	1.643	1.919
3.904		5.638	5.151	7.560
2.019	**Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria**	(1.407)	128	3.909

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di €)				(miliardi di lire)
1998		1996	1997	**1998**
	Effetto degli investimenti in imprese consolidate			
225	Attività a lungo	773	39	436
69	Attività a breve	664	52	133
(2)	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(9)	6	(4)
(53)	Altre passività	(990)	(47)	(103)
239	Effetto netto degli investimenti	**438**	**50**	**462**
	Trasferimento da partecipazioni non consolidate	(18)	(11)	1
(19)	Capitale e riserve di terzi		(9)	(37)
220	*Totale prezzo di acquisto*	**420**	**30**	**426**
	a dedurre:			
(4)	*Disponibilità liquide*	(11)	(5)	(7)
216	**Flusso di cassa degli investimenti in imprese consolidate**	**409**	**25**	**419**
	Effetto dei disinvestimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda			
33	Attività a lungo	1.635	331	64
34	Attività a breve	888	680	65
(23)	Indebitamento finanziario netto	(749)	(214)	(54)
(17)	Altre passività	(868)	(438)	(32)
22	Effetto netto dei disinvestimenti	**906**	**359**	**43**
(6)	Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	53	(104)	(11)
	Trasferimento a partecipazioni non consolidate	(151)	(100)	
	Capitale e riserve di terzi	(218)		
16	*Totale prezzo di vendita*	**590**	**155**	**32**
	a dedurre:			
(2)	*Disponibilità liquide*	(10)	(123)	(4)
14	**Flusso di cassa dei disinvestimenti**	**580**	**32**	**28**

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è stato redatto secondo le disposizioni del Capo III del decreto legislativo del 9 aprile 1991, n. 127, integrate dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri (C.N.D.C.) e, ove mancanti, da quelli emanati dall'International Accounting Standards Committee (I.A.S.C.). Ove non previsti dai principi indicati, sono stati adottati i criteri specifici dell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi applicati a livello internazionale, con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione dei "production sharing agreements" (insieme "i principi contabili italiani").

Il bilancio consolidato comprende il bilancio dell'Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali l'Eni SpA esercita direttamente o indirettamente il controllo per effetto della disponibilità della maggioranza dei diritti di voto o di diritti di voto sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria. Il bilancio consolidato include inoltre, per la quota proporzionale, i bilanci delle imprese controllate congiuntamente con altri soci, salvo che le parti abbiano concordato di valutare l'impresa con il metodo del patrimonio netto; gli effetti del consolidamento proporzionale non sono rilevanti. Sono escluse dall'area di consolidamento le imprese non significative, le imprese possedute esclusivamente allo scopo della successiva alienazione e quelle in liquidazione, complessivamente di entità non rilevante.

In allegato è fornito l'elenco delle imprese controllate e collegate dell'Eni SpA a norma dell'art. 2359 del codice civile, distinte per settore di attività e per localizzazione con l'evidenza del metodo di consolidamento o del criterio di valutazione applicato, nonché le informazioni relative alle variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio. La variazione più significativa è rappresentata dall'acquisizione della società di distribuzione di prodotti petroliferi brasiliana Companhia Sao Paulo de Petròleo SA. L'effetto delle variazioni dell'area di consolidamento è indicato nell'illustrazione delle voci di bilancio significativamente interessate.

Commenti sui motivi delle variazioni più significative delle voci del conto economico e dello stato patrimoniale sono riportati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione". I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni chieste per la redazione del bilancio consolidato.

I valori delle voci di bilancio, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in miliardi di lire.

Al fine di agevolare l'apprezzamento in euro dei valori delle poste di bilancio, gli importi degli schemi relativi all'esercizio 1998 sono espressi anche nella nuova moneta applicando il tasso irrevocabile di conversione pari a 1.936,27 lire.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

Le attività, le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte del patrimonio netto di competenza delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza dei soci di minoranza sono iscritte in apposite voci del bilancio.

Il valore contabile delle partecipazioni in imprese consolidate secondo il metodo dell'integrazione proporzionale è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate; con tale metodo le attività, le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono assunti nel bilancio consolidato in misura proporzionale alla percentuale di partecipazione.

La differenza tra il costo di acquisizione delle partecipazioni e la relativa quota del patrimonio netto è imputata a rettifica delle specifiche voci dell'attivo e del passivo sulla base della valutazione effettuata all'atto dell'acquisto o all'atto dell'acquisizione del controllo, se ottenuto a seguito di acquisti successivi. L'eventuale differenza residua, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Differenza da consolidamento" e imputata al conto economico applicando il criterio di valutazione previsto per l'avviamento, se negativa, è iscritta alla voce del patrimonio netto "Riserva di consolidamento" e imputata al conto economico quando realizzata.

Operazioni infragruppo

Gli utili e le perdite derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati, se rilevanti, così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri nonché le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Non sono eliminate le azioni e le obbligazioni quotate in borsa emesse da imprese consolidate e iscritte dalle imprese acquirenti tra le attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni.

Rettifiche di valore e accantonamenti operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie

Le rettifiche di valore e gli accantonamenti operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie sono eliminati.

Conversione dei bilanci in moneta estera

I bilanci delle imprese estere sono convertiti in lire italiane applicando alle voci dello stato patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Ufficio Italiano Cambi). I bilanci al 31 dicembre 1998 espressi in una delle valute dei paesi aderenti all'Unione Economica e Monetaria (UEM) sono stati convertiti in lire applicando i tassi irrevocabili di conversione in euro. I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi in moneta locale o nella moneta funzionale ("functional currency").

I valori dei bilanci delle imprese operanti in paesi ad alto tasso di inflazione (nei quali il tasso di inflazione cumulato nel triennio supera il 100%) non sono significativi.

Le differenze cambio derivanti dall'applicazione del metodo del cambio corrente sono imputate alla voce del patrimonio netto "Riserva per differenze cambio".

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione adottati nel bilancio consolidato sono gli stessi adottati dall'Eni SpA e dalle imprese dell'Eni per la redazione del bilancio di esercizio, così come indicato nelle "Norme di Gruppo per la redazione del bilancio di esercizio e delle situazioni contabili infrannuali" emesse dall'Eni SpA. Fanno eccezione i criteri relativi ai beni in locazione finanziaria, alle partecipazioni, alle attività e alle passività monetarie denominate in moneta estera, ai contratti di copertura dal rischio di cambio e ai contributi a fondo perduto che non sono adottati nel bilancio di esercizio per gli effetti fiscali negativi che produrrebbero nonché il criterio di rilevazione delle imposte differite attive. L'applicazione dei suddetti criteri è definita nelle "Norme di Gruppo per la redazione del bilancio consolidato e delle situazioni contabili consolidate infrannuali" emesse dall'Eni SpA.

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono:

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri finanziari relativi al periodo di realizzazione del bene. Ai fini della determinazione della quota di oneri finanziari imputabile al costo, si assume che gli investimenti non finanziati da debiti specifici siano prioritariamente finanziati con i flussi del capitale proprio e dell'autofinanziamento generatisi nell'esercizio.

Il costo di acquisto o di produzione si intende al netto dei contributi in conto capitale che si rilevano quando si sono verificate le condizioni per la concessione; il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono od obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte, al mutato potere di acquisto delle monete.

I costi relativi all'attività di ricerca esplorativa sostenuti per l'acquisizione delle informazioni propedeutiche all'individuazione dei giacimenti (acquisizione dei permessi di ricerca, prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi e rilievi geologici e geofisici, ecc.) sono imputati all'attivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo", per rappresentarne la natura di investimento, e sono ammortizzati interamente nell'esercizio.

I costi relativi all'acquisto di concessioni minerarie sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto perché la loro vita utile è strettamente correlata con la disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Con tale metodo i beni dei singoli campi sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate di idrocarburi esistenti alla fine dell'esercizio, incrementate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Le riserve sono determinate con riferimento a ciascun campo o a un'area comprendente più campi, con caratteristiche economico-contrattuali simili.

I diritti di trasporto del gas naturale sono ammortizzati nel periodo di durata dei contratti di riferimento.

L'avviamento è iscritto all'attivo patrimoniale quando è acquisito a titolo oneroso ed è ammortizzato a quote costanti nel periodo di utilizzazione previsto che non supera i dieci anni a partire da quello di iscrizione; analogo criterio è applicato per la differenza da consolidamento.

Le altre immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.

Le immobilizzazioni immateriali sono svalutate quando il loro valore risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione.

Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali.

I costi sostenuti per l'attività di sviluppo degli idrocarburi (perforazione di pozzi e loro completamento per la produzione, costruzione e installazione degli impianti necessari all'attività di produzione, ecc.) sono ammortizzati, prevalentemente, con il metodo dell'unità di prodotto perché la loro vita utile è strettamente legata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Le altre immobilizzazioni materiali sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione dei beni determinata, in conformità alla prassi diffusa in Italia, anche sulla base delle aliquote ordinarie previste dal Ministero delle finanze.

Le svalutazioni sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa sono imputati all'attivo patrimoniale; le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate al conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Partecipazioni e titoli immobilizzati

Le partecipazioni in imprese controllate escluse dall'area di consolidamento e le partecipazioni in imprese collegate sono valutate, se rilevanti, con il criterio del patrimonio netto.

Le altre partecipazioni sono valutate al costo di acquisto, rettificato per perdite durevoli di valore; il costo è determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali, escludendo l'attribuzione di oneri finanziari.

Il rischio derivante dalle perdite eccedenti il patrimonio netto (deficit patrimoniale) delle partecipate è rilevato al passivo patrimoniale alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri".

I titoli sono iscritti al costo di acquisto integrato degli interessi impliciti maturati alla chiusura dell'esercizio. Il costo così determinato è rettificato per perdite durevoli di valore.

Rimanenze

Le rimanenze, con esclusione dei lavori in corso su ordinazione, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione, determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali, escludendo l'attribuzione di oneri finanziari, e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio e gas naturale) e di prodotti petroliferi, che rappresentano il 50% e il 45% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 1997 e 1998, è determinato applicando generalmente il metodo LIFO; quello dei prodotti chimici, che rappresentano il 20% delle rimanenze per ciascuno degli esercizi considerati, è determinato applicando generalmente il costo medio.

I lavori in corso su ordinazione, che rappresentano l'11% e il 14% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 1997 e 1998, sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori. Gli anticipi corrisposti dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati, la parte restante è iscritta nelle passività. Le perdite previste eccedenti i corrispettivi maturati sono accantonate nell'esercizio alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri".

Le altre rimanenze sono valutate applicando il costo medio.

Crediti e debiti

I crediti sono iscritti al valore presumibile di realizzazione; i debiti sono iscritti al loro valore nominale.

I crediti e i debiti in moneta estera sono iscritti al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio. I crediti e i debiti denominati in una delle valute dei paesi aderenti all'Unione Economica e Monetaria (UEM) sono stati convertiti in lire applicando i tassi irrevocabili di conversione in euro delle valute stesse (v. "Introduzione della moneta unica europea").

Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

Le partecipazioni e i titoli sono iscritti al minore tra il costo di acquisto e il valore di mercato.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano perdite o debiti di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia alla chiusura dell'esercizio sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza. In particolare il fondo smantellamento e ripristino siti riguarda essenzialmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura e l'abbandono dei pozzi. Questi costi sono stanziati lungo la vita di ciascun campo o di un'area comprendente più campi con caratteristiche economico-contrattuali simili, coerentemente all'ammortamento degli investimenti cui si riferiscono.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato e altri trattamenti a favore dei dipendenti

Alla cessazione del rapporto di lavoro, i dipendenti delle imprese italiane dell'Eni hanno diritto immediato al trattamento di fine rapporto previsto dalla legge. Il trattamento di fine rapporto è stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti. L'ammontare iscritto in bilancio riflette il debito maturato nei confronti dei dipendenti al netto delle anticipazioni erogate agli stessi. Inoltre l'Eni versa contributi ad alcune organizzazioni dei lavoratori che si occupano della copertura delle spese mediche e di altre provvidenze a favore dei dipendenti in servizio. Tali organizzazioni non sono gestite dall'Eni e i contributi da corrispondere sono determinati sulla base delle condizioni previste nei contratti stipulati con le organizzazioni sindacali. I contributi corrisposti alle organizzazioni dei lavoratori, che non sono significativi, sono imputati al conto economico quando corrisposti.

Le obbligazioni derivanti dai fondi pensione dell'Eni, relativi ad alcune controllate estere, non sono rilevanti.

Garanzie e altri conti d'ordine

Le garanzie sono iscritte in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare nominale della garanzia prestata. Le garanzie reali sono iscritte in calce allo stato patrimoniale soltanto se concesse per debiti altrui. Le garanzie reali costituite a fronte di debiti propri sono indicate nell'illustrazione della voce di bilancio che rileva i beni oggetto di garanzia.

Gli impegni per contratti derivati (acquisti di valuta a termine, swap, future, ecc.) che comportano lo scambio a termine di capitali o di altre attività o del loro differenziale sono iscritti al prezzo di regolamento del contratto; gli impegni per contratti derivati diversi dai precedenti (interest rate swap, forward rate agreement, ecc.) sono iscritti al valore nominale del capitale di riferimento. Gli altri impegni sono iscritti in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare corrispondente all'effettiva obbligazione dell'impresa alla data di chiusura dell'esercizio.

I rischi possibili, ma non probabili, conseguenti a richieste di risarcimenti o a controversie sono iscritti in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare preteso ovvero, se la pretesa è giudicata infondata o se tali rischi non sono quantificabili, sono menzionati negli impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale.

Le garanzie e gli altri conti d'ordine in moneta estera sono iscritti applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio o il cambio a termine negoziato come indicato per i contratti derivati. Le garanzie e gli altri conti d'ordine denominati in una delle valute dei paesi aderenti all'Unione Economica e Monetaria (UEM) sono stati convertiti in lire applicando i tassi irrevocabili di conversione in euro delle valute stesse (v. "Introduzione della moneta unica europea").

Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono iscritti al momento del trasferimento della proprietà o del compimento della prestazione. I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi nonché delle imposte direttamente connesse.

I costi sono riconosciuti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa più identificare l'utilità futura degli stessi.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Debiti tributari".

Le imposte sul reddito differite sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. Le imposte differite passive sono calcolate indipendentemente dalla situazione fiscale di perdita presente o prospettica dell'impresa; l'iscrizione delle imposte differite attive è subordinata alla ragionevole certezza della loro recuperabilità. Le imposte sulle riserve di patrimonio netto delle imprese consolidate o valutate con il metodo del patrimonio netto sono rilevate quando si prevede che tali riserve saranno distribuite o comunque utilizzate e la distribuzione o l'utilizzo darà luogo a oneri fiscali. Il beneficio fiscale relativo al riporto a nuovo di perdite fiscali è rilevato quando esiste la ragionevole certezza di realizzarlo, anche se le perdite sono sorte in esercizi precedenti. Le attività e le passività per imposte differite sono compensate se riferite alla stessa impresa. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Ratei e risconti", se passivo, alla voce "Fondo per imposte". Le attività e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti.

Contratti derivati

Per far fronte al rischio di variazione dei tassi di interesse, dei cambi e dei prezzi, l'Eni stipula contratti derivati a copertura di specifiche operazioni ovvero di esposizioni nette. La politica adottata dall'Eni e la descrizione dei contratti derivati utilizzati sono indicate alla nota n. 14.

I differenziali di interesse da incassare o da pagare sugli interest rate swap e gli interest rate collar sono imputati al conto economico per competenza lungo la durata del contratto. I differenziali di interesse sui forward rate agreement sono rilevati alla liquidazione del contratto e imputati al conto economico per competenza lungo la durata della copertura. I differenziali di interesse maturati e non liquidati alla data di chiusura dell'esercizio o liquidati anticipatamente rispetto alla competenza economica sono rilevati alla voce "Ratei e risconti".

I contratti derivati (swap, future, opzioni, ecc.) di copertura dal rischio di cambio sono valutati al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio e i relativi oneri e proventi sono imputati al conto economico come differenza di cambio. I premi o gli sconti sono imputati al conto economico per competenza lungo la durata del contratto. Relativamente alle opzioni, i premi pagati sono iscritti alla voce "Altri titoli".

Gli utili sui contratti derivati di copertura dal rischio prezzi (interest rate swap, future e swap) sono imputati al conto economico nei limiti necessari a compensare le svalutazioni delle attività oggetto di copertura; le perdite sono imputate al conto economico quando sostenute, coerentemente alla valutazione delle attività oggetto di copertura. Gli utili e le perdite sono classificati coerentemente alle attività cui si riferiscono.

Costi ambientali

I costi ambientali sono sostenuti o accantonati per prevenire, ridurre, riparare o monitorare l'impatto ambientale delle attività produttive.

I costi ambientali che prolungano la vita utile, la capacità o la sicurezza delle immobilizzazioni materiali sono imputati in aumento delle immobilizzazioni cui si riferiscono. I costi ambientali di carattere ricorrente sono imputati al conto economico nell'esercizio in cui vengono sostenuti. I rischi e gli oneri sono accantonati alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" quando è probabile o certo che la passività sarà sostenuta e l'importo può essere ragionevolmente stimato.

Costi di ristrutturazione

I costi derivanti dagli incentivi all'esodo e dai prepensionamenti sono imputati al conto economico nell'esercizio in cui il programma di riduzione del personale è definito e si sono verificate le condizioni previste per l'attuazione. La svalutazione delle immobilizzazioni è effettuata quando il valore contabile risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione.

Costi di ricerca scientifica e tecnologica

Gli investimenti nelle attività volte all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, in altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico sono generalmente considerati costi correnti e imputati al conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Introduzione della moneta unica europea

Le attività e le passività monetarie in essere al 31 dicembre 1998 espresse in una delle valute dei paesi aderenti all'Unione Economica e Monetaria (UEM) sono state convertite in lire applicando i tassi irrevocabili di conversione in euro delle valute stesse.

L'operazione di conversione ha determinato modeste differenze di cambio considerato che: (i) l'Eni adotta politiche valutarie finalizzate alla minimizzazione del rischio di cambio; (ii) adegua le attività e le passività monetarie al cambio corrente al termine di ogni esercizio; (iii) nel corso del 1998 le variazioni dei cambi delle valute dei paesi aderenti all'UEM non sono state significative. Le differenze positive di cambio sono ammontate a 21 miliardi di lire e quelle negative a 29 miliardi di lire. Le differenze di cambio sono state imputate interamente al conto economico dell'esercizio e le relative attività e passività monetarie sono state iscritte ai valori risultanti dalla conversione, come previsto dal comma 3 dell'art. 18 del D.Lgs. 213/98. In particolare, le differenze positive di cambio sono state rilevate alla voce "Proventi e oneri finanziari - Proventi diversi dai precedenti", mentre le differenze negative di cambio sono state rilevate alla voce "Proventi e oneri finanziari - Interessi e altri oneri finanziari". La modifica delle attività e delle passività monetarie ha interessato le seguenti voci:

- Crediti dell'attivo circolante per l'effetto positivo di 7 miliardi di lire;

- Debiti verso banche, Debiti verso altri finanziatori e Acconti per l'effetto negativo complessivo di 15 miliardi di lire.

L'introduzione dell'euro nei sistemi informativi rientra, nella gran parte dei casi, nell'ampio progetto di reingegnerizzazione delle applicazioni software avviato dall'Eni. I costi specificatamente connessi con l'introduzione dell'euro sostenuti nell'esercizio ammontano a 1 miliardo di lire e sono stati imputati interamente al conto economico; i costi a fronte di contratti stipulati o in corso di stipula, accantonati al "Fondo spese future per l'introduzione dell'euro" ammontano a 5 miliardi di lire.

MODIFICA DEI CRITERI DI VALUTAZIONE

Imposte sul reddito

A seguito dell'entrata in vigore dal 1° gennaio 1998 della versione aggiornata del principio contabile internazionale n. 12 riguardante le imposte sul reddito (I.A.S. n. 12 revised), il criterio di determinazione delle imposte sul reddito differite è stato modificato.

Il nuovo principio, indicato al punto "Imposte sul reddito", è conforme al principio contabile recentemente emesso dal C.N.D.C.

Il principio contabile applicato in precedenza prevedeva che le imposte differite venissero rilevate solo sulle differenze tra il risultato di esercizio e il reddito imponibile, utilizzando il metodo della passività fiscale, e che il beneficio fiscale relativo al riporto a nuovo di perdite fiscali fosse rilevato nell'esercizio di conseguimento della perdita subordinatamente alla certezza di realizzarlo o, diversamente, quando conseguito.

L'applicazione del nuovo criterio ha comportato l'iscrizione di imposte differite attive nette pregresse per 528 miliardi di lire, riferite essenzialmente al riconoscimento fiscale del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione nel 1997 dell'Agip SpA nell'Eni SpA attribuito alle immobilizzazioni materiali e alle partecipazioni. Tale provento netto, configurandosi nell'effetto economico pregresso del cambiamento di un criterio contabile, è stato imputato alla voce "Proventi straordinari" in conformità ai principi contabili emessi dal C.N.D.C.

Nell'esercizio in corso gran parte delle differenze temporanee che hanno dato luogo all'iscrizione delle suddette imposte differite attive si sono annullate, incidendo sulle imposte sul reddito di competenza del periodo per 411 miliardi di lire; pertanto l'effetto sul risultato netto dell'esercizio si riduce a 117 miliardi di lire.

NOTE AL BILANCIO E ALTRE INFORMAZIONI

1) Immobilizzazioni immateriali

(miliardi di lire)

	Valore netto al 31.12.1997	Incrementi	Ammortamenti	Altre variazioni	**Valore netto al 31.12.1998**	**Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.1998**
Costi di impianto e di ampliamento	17	19	(13)	2	25	63
Costi di ricerca e di sviluppo	10	1.465	(1.471)	9	13	46
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	147	55	(91)	48	159	581
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	273	34	(22)	20	305	87
Avviamento	80	1	(34)	3	50	154
Differenza da consolidamento	26		(22)	278	282	66
Immobilizzazioni in corso e acconti	109	207		(65)	251	
Altre	2.609	126	(252)	(130)	2.353	1.548
	3.271	**1.907**	**(1.905)**	**165**	**3.438**	**2.545**

I *costi di impianto e di ampliamento* di 25 miliardi di lire riguardano i costi per l'avvio o l'ampliamento di attività produttive, i costi di costituzione di impresa o di aumento del capitale sociale e i costi di operazioni societarie straordinarie.

La *differenza da consolidamento* riguarda il maggior prezzo pagato per l'acquisto di partecipazioni consolidate, rispetto al corrispondente patrimonio netto contabile sottostante, non attribuibile alle specifiche voci dell'attivo e del passivo. L'ammontare di 282 miliardi di lire al 31 dicembre 1998 riguarda in particolare la Companhia Sao Paulo de Petròleo SA acquistata nell'esercizio (255 miliardi di lire).

Le *altre immobilizzazioni immateriali* di 2.353 miliardi di lire riguardano l'acquisizione dei diritti di trasporto del gas naturale di importazione dalla Russia e dall'Algeria (2.126 miliardi di lire), i costi per migliorie effettuate su beni in locazione nonché gli investimenti su beni di terzi.

Gli incrementi di 1.907 miliardi di lire riguardano gli investimenti realizzati nell'esercizio e si riferiscono in particolare ai costi di ricerca esplorativa di 1.462 miliardi di lire che sono interamente ammortizzati nell'esercizio di sostenimento (1.380 miliardi di lire nell'esercizio 1997).

Le altre variazioni dell'esercizio di 165 miliardi di lire riguardano essenzialmente le variazioni dell'area di consolidamento e le differenze passive di cambio da conversione.

2) Immobilizzazioni materiali

(miliardi di lire)

	Valore netto al 31.12.1997	Incrementi	Ammortamenti	Svalutazioni	Altre variazioni	**Valore netto al 31.12.1998**	**Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.1998**
Terreni e fabbricati	4.743	104	(257)	(74)	131	4.647	2.817
Impianti e macchinario	28.248	2.388	(4.806)	(982)	2.637	27.485	48.471
Attrezzature industriali e commerciali	763	179	(211)	(3)	52	780	1.891
Altri beni	432	128	(143)	(6)	(1)	410	1.167
Immobilizzazioni in corso e acconti	5.781	5.269		(127)	(3.832)	7.091	165
	39.967	8.068	(5.417)	(1.192)	(1.013)	40.413	54.511

Gli incrementi di 8.068 miliardi di lire riguardano gli investimenti realizzati nell'esercizio (6.286 miliardi di lire nell'esercizio 1997). L'aumento degli investimenti di 1.782 miliardi di lire è prevalentemente riferito ai settori Esplorazione e Produzione (1.100 miliardi di lire), Petrolchimica (218 miliardi di lire), Ingegneria e Servizi (157 miliardi di lire) e Gas Naturale (113 miliardi di lire).

Le svalutazioni di 1.192 miliardi di lire riguardano per 923 miliardi di lire la svalutazione di assets minerari a seguito della diminuzione delle quotazioni internazionali del petrolio (156 miliardi di lire nell'esercizio 1997).

Le altre variazioni di 1.013 miliardi di lire riguardano principalmente differenze passive di cambio da conversione per 802 miliardi di lire e cessioni e radiazioni per 249 miliardi di lire, parzialmente compensate da variazioni dell'area di consolidamento per 44 miliardi di lire.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

	%
Fabbricati	3 - 10
Impianti e macchinario	4 - 25
Attrezzature industriali e commerciali	10 - 25

Le rivalutazioni monetarie comprese nel valore delle immobilizzazioni materiali al lordo del fondo ammortamento e svalutazione ammontano a 3.024 miliardi di lire (3.067 miliardi di lire al 31 dicembre 1997).

Sulle immobilizzazioni materiali sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 944 miliardi di lire a garanzia, essenzialmente, di finanziamenti concessi all'Eni (2.177 miliardi di lire al 31 dicembre 1997).

Immobilizzazioni materiali per settore di attività

(miliardi di lire)

	31.12.1997	31.12.1998
Immobilizzazioni materiali lorde:		
- Esplorazione e Produzione	34.142	36.553
- Gas Naturale	28.102	29.039
- Raffinazione e Marketing	15.204	16.101
- Petrolchimica	8.061	8.435
- Ingegneria e Servizi	3.125	3.675
- Altre attività	439	463
- Attività in corso di dismissione	820	658
	89.893	**94.924**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Esplorazione e Produzione	19.327	21.470
- Gas Naturale	15.276	16.609
- Raffinazione e Marketing	8.604	9.197
- Petrolchimica	4.042	4.424
- Ingegneria e Servizi	1.734	1.896
- Altre attività	251	261
- Attività in corso di dismissione	692	654
	49.926	**54.511**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Esplorazione e Produzione	14.815	15.083
- Gas Naturale	12.826	12.430
- Raffinazione e Marketing	6.600	6.904
- Petrolchimica	4.019	4.011
- Ingegneria e Servizi	1.391	1.779
- Altre attività	188	202
- Attività in corso di dismissione	128	4
	39.967	**40.413**

3) Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(miliardi di lire)

	Valore netto al 31.12.1997	Acquisizioni e sottoscrizioni	Alienazioni	Rivalutazioni	Svalutazioni	Altre variazioni	**Valore netto al 31.12.1998**	**Fondo svalutazione al 31.12.1998**
Partecipazioni in imprese controllate	478	171	(95)	35	(154)	(36)	399	659
Partecipazioni in imprese collegate	1.926	111	(33)	96	(206)	(209)	1.685	490
Partecipazioni in altre imprese	465	89	(43)		(2)	82	591	34
	2.869	**371**	**(171)**	**131**	**(362)**	**(163)**	**2.675**	**1.183**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 371 miliardi di lire riguardano principalmente l'acquisto e la sottoscrizione dell'aumento del capitale sociale della Hotel Assets Ltd (136 miliardi di lire) e dell'Albacom SpA (76 miliardi di lire) nonché l'acquisizione del 5% della Interconnector (UK) Ltd (53 miliardi di lire). La Hotel Assets Ltd (ex Natwest Assets Ltd, proprietaria dei motels ceduti alla stessa nel 1992) benché partecipata interamente dall'AgipPetroli SpA non è stata consolidata perché la partecipazione è stata acquistata in funzione della successiva vendita prevista per il 1999.

Le alienazioni di 171 miliardi di lire riguardano la cessione del 100% delle azioni della Nuova Società di Telecomunicazioni SpA all'Albacom SpA (93 miliardi di lire), la cessione del 9,3% delle azioni della Nuovo Pignone SpA alla General Electric Ltd (41 miliardi di lire) e altre cessioni minori per complessivi 37 miliardi di lire.

Le rivalutazioni e le svalutazioni comprendono la quota di competenza del risultato dell'esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto. In particolare, le svalutazioni di 362 miliardi di lire riguardano principalmente le seguenti partecipazioni: l'Hotel Assets Ltd per 130 miliardi di lire, l'Albacom SpA per 71 miliardi di lire e l'EVC International NV per 63 miliardi di lire. La svalutazione dell'Hotel Assets Ltd è stata effettuata per adeguare il valore di iscrizione della partecipazione al previsto prezzo di cessione.

Le altre variazioni di 163 miliardi di lire riguardano la riduzione del valore delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto in relazione ai dividendi distribuiti, le differenze di cambio da conversione e gli effetti della variazione dell'area di consolidamento.

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate al 31 dicembre 1998 e le variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio sono indicate nell'allegato "Imprese controllate e collegate dell'Eni SpA al 31 dicembre 1998" che costituisce parte integrante della Nota integrativa.

I valori iscritti si riferiscono alle seguenti imprese:

		(miliardi di lire)
	31.12.1997	31.12.1998
Imprese controllate:		
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	165	159
- Nuova Società di Telecomunicazioni SpA	93	
- Altre (*)	220	240
	478	**399**
Imprese collegate:		
- Polimeri Europa Srl	410	383
- Albacom SpA	172	177
- Raffineria di Milazzo SpA	143	147
- Superoctanos Ca	122	124
- Supermetanol Ca	120	96
- Haldor Topsoe AS	68	68
- Transitgas AC	59	59
- Siciliana Gas SpA	51	51
- Copenor Cie	61	49
- EVC International NV	94	31
- Nuovo Pignone SpA (**)	83	
- Altre (*)	543	500
	1.926	**1.685**
Altre imprese:		
- Nigeria Lng Ltd	134	136
- Ceska Rafinerska AS	81	82
- Qatar Petrochemical Company Ltd	57	56
- Altre (*)	193	317
	465	**591**
	2.869	**2.675**

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 50 miliardi di lire.

(**) Nell'esercizio 1998 la partecipazione nella Nuovo Pignone SpA (ora Nuovo Pignone Holding SpA) è stata classificata tra le "Altre imprese" in relazione alla riduzione della quota di possesso.

Il fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, riguarda le seguenti imprese:

		(miliardi di lire)
	31.12.1997	31.12.1998
Acna Chimica Organica SpA (in liquidazione)	251	294
Pertusola Sud SpA (in liquidazione)		260
Fosfotec Srl (in liquidazione)	11	29
Mineraria Campiano SpA (in liquidazione)	30	26
Altre imprese	62	66
	354	**675**

Nell'esercizio 1998 la Pertusola Sud SpA è stata posta in liquidazione ed è stata esclusa dall'area di consolidamento.

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

L'analisi per scadenza dei crediti è la seguente:

(miliardi di lire)

	31.12.1997			31.12.1998		
	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale	**entro 5 anni**	**oltre 5 anni**	**Totale**
Crediti verso imprese controllate	483	8	491	721		721
Crediti verso imprese collegate	532	407	939	556	324	880
Crediti verso altri	813	551	1.364	644	494	1.138
	1.828	**966**	**2.794**	**1.921**	**818**	**2.739**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 400 miliardi di lire:

(miliardi di lire)

	Valore al 31.12.1997	Riclassifica dal fondo copertura perdite	Altre variazioni	**Valore al 31.12.1998**
	370	**36**	(6)	**400**

Crediti per 2.724 miliardi di lire riguardano finanziamenti strumentali all'attività operativa (2.578 miliardi di lire al 31 dicembre 1997); il rimborso di alcuni di questi crediti è subordinato all'esito dell'attività finanziata e parte di essi potrà essere convertita in apporti di capitale (832 e 761 miliardi di lire rispettivamente al 31 dicembre 1997 e 1998). I restanti crediti di 15 miliardi di lire si riferiscono a depositi presso banche a garanzia di finanziamenti (216 miliardi di lire al 31 dicembre 1997).

Immobilizzazioni finanziarie - altri titoli

(miliardi di lire)

	Valore netto al 31.12.1997	**Valore netto al 31.12.1998**
Titoli emessi dallo Stato italiano	428	166
Altri titoli	178	221
	606	**387**

Titoli per 39 e 89 miliardi di lire, rispettivamente al 31 dicembre 1997 e 1998, sono destinati ad impieghi strumentali all'attività operativa. In particolare 39 miliardi riguardano gli investimenti previsti dalla normativa relativa al cauzionamento delle bombole di GPL e i restanti 50 miliardi sono sostanzialmente concessi in garanzia nell'ambito dell'attività assicurativa.

4) Rimanenze

(miliardi di lire)

	31.12.1997					31.12.1998				
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	**Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi**	**Prodotti chimici**	**Lavori in corso su ordinazione**	**Altre**	**Totale**
Materie prime, sussidiarie e di consumo	712	301		788	1.801	571	281		786	1.638
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	94	32		129	255	65	20		163	248
Lavori in corso su ordinazione			391		391			437		437
Prodotti finiti e merci	1.743	670		47	2.460	1.513	638		30	2.181
Acconti	1		182		183			222	2	224
	2.550	**1.003**	**573**	**964**	**5.090**	**2.149**	**939**	**659**	**981**	**4.728**

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 491 miliardi di lire:

(miliardi di lire)

	Valore al 31.12.1997	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	**Valore al 31.12.1998**
	259	**290**	**(42)**	**(16)**	**491**

Rimanenze di greggio e prodotti petroliferi per 824 miliardi di lire costituiscono scorte d'obbligo, in conformità alle disposizioni di legge; rimanenze di gas naturale per 232 miliardi di lire sono utilizzate per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (rispettivamente 981 e 288 miliardi di lire al 31 dicembre 1997).

Il valore di iscrizione del greggio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi è inferiore al costo corrente alla chiusura dell'esercizio, come di seguito riportato:

(miliardi di lire)

	31.12.1997	**31.12.1998**
Greggio e prodotti petroliferi	526	79
Gas naturale	435	391
	961	**470**

La riduzione della riserva LIFO di 491 miliardi di lire deriva essenzialmente dalla flessione delle quotazioni del greggio e dei prodotti petroliferi.

5) Crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è la seguente:

(miliardi di lire)

	31.12.1997				31.12.1998			
	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	**Esigibili entro l'esercizio successivo**	**Esigibili oltre l'esercizio successivo**	**Totale**	**di cui scadenti oltre 5 anni**
Crediti commerciali verso:								
- clienti	11.545	188	11.733		10.982	245	11.227	
- imprese controllate	386		386		136		136	
- imprese collegate	359	8	367		400	1	401	
	12.290	**196**	**12.486**		**11.518**	**246**	**11.764**	
Crediti finanziari verso:								
- imprese controllate	104		104		143		143	
- imprese collegate	190		190		197		197	
- altri	2.392		2.392		762		762	
	2.686		**2.686**		**1.102**		**1.102**	
Crediti diversi verso:								
- imprese controllate	14		14		25		25	
- imprese collegate	133		133		112		112	
- controllanti	2		2		1		1	
- altri	4.134	3.689	7.823	4	4.640	2.999	7.639	3
	4.283	**3.689**	**7.972**	**4**	**4.778**	**2.999**	**7.777**	**3**
	19.259	**3.885**	**23.144**	**4**	**17.398**	**3.245**	**20.643**	**3**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 1.505 miliardi di lire:

(miliardi di lire)

Valore al 31.12.1997	Accantonamenti	Utilizzazioni	Riclassifica dal fondo copertura perdite	Altre variazioni	**Valore al 31.12.1998**
1.414	**135**	**(138)**	**108**	**(14)**	**1.505**

I *crediti commerciali* di 11.764 miliardi di lire diminuiscono rispetto all'esercizio precedente di 722 miliardi di lire a seguito essenzialmente della riduzione dei ricavi nei settori Petrolchimica, Esplorazione e Produzione e Raffinazione e Marketing.

I *crediti finanziari* di 1.102 miliardi di lire riguardano crediti delle società finanziarie dell'Eni verso banche e altre società finanziarie per 492 miliardi di lire (2.019 miliardi di lire al 31 dicembre 1997), crediti di altre imprese verso il sistema bancario per operazioni di investimento e per depositi vincolati per 246 miliardi di lire (227 miliardi di lire al 31 dicembre 1997) nonché crediti strumentali allo svolgimento dell'attività operativa per 364 miliardi di lire (440 miliardi di lire al 31 dicembre 1997). La diminuzione rispetto all'esercizio precedente di 1.584 miliardi di lire riguarda essenzialmente gli impieghi delle attività finanziarie verso il sistema bancario (1.527 miliardi di lire) a seguito della politica di contenimento dell'attivo finanziario. A questa riduzione si contrappone una pressoché corrispondente flessione dei debiti verso banche.

I *crediti diversi verso altri* riguardano:

	31.12.1997	(miliardi di lire) 31.12.1998
Crediti verso:		
- Amministrazione finanziaria italiana:		
. per crediti di imposta sul reddito	2.792	3.005
. per interessi su crediti di imposta	1.006	973
. per crediti Iva	587	665
. per altri rapporti	173	179
- amministrazioni finanziarie estere	181	137
- operatori per rapporti in joint venture nell'attività di esplorazione e produzione	523	444
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	510	294
- enti petroliferi esteri per imposte petrolifere	208	56
Acconti per servizi	299	481
Altri crediti	1.544	1.405
	7.823	**7.639**

I crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria italiana di 4.643 miliardi di lire (4.385 miliardi di lire al 31 dicembre 1997) non comprendono i crediti di imposta riferiti all'esercizio 1988 e i relativi interessi per i quali le imprese dell'Eni hanno presentato ricorso (sostanzialmente Eni SpA per 181 miliardi di lire e 187 miliardi di lire, rispettivamente al 31 dicembre 1997 e 1998). Tali crediti sono stati svalutati in attesa dell'esito definitivo del contenzioso. L'incremento di 258 miliardi di lire rispetto all'esercizio precedente riguarda essenzialmente i crediti di imposta su dividendi.

La remunerazione dei crediti di imposta è del 5% a partire dal 1° gennaio 1997.

Circa il 5% dei crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è denominato in moneta estera (5% al 31 dicembre 1997); in relazione all'introduzione della moneta unica europea, la percentuale al 31 dicembre 1998 non comprende i crediti denominati in una delle valute dei paesi aderenti all'UEM. Al 31 dicembre 1997 e 1998 l'Eni non ha significative concentrazioni del rischio di credito.

6) Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

	Valore netto al 31.12.1997	(miliardi di lire) **Valore netto al 31.12.1998**
Partecipazioni	109	22
Altri titoli:		
- titoli di Stato italiani	3.190	1.392
- carta commerciale	468	361
- obbligazioni	447	448
- obbligazioni emesse da imprese dell'Eni	13	13
- altri titoli	268	332
	4.495	**2.568**

La riduzione dei titoli di 1.927 miliardi di lire rispetto all'esercizio precedente è riferita essenzialmente al disinvestimento netto del portafoglio titoli delle imprese finanziarie (1.955 miliardi di lire) e alla cessione della partecipazione nella Erg SpA (96 miliardi di lire) parzialmente compensati dagli investimenti delle imprese assicuratrici (130 miliardi di lire).

Al 31 dicembre 1998, titoli per complessivi 535 miliardi di lire sono a copertura delle riserve tecniche delle imprese assicuratrici (493 miliardi di lire al 31 dicembre 1997) e titoli per un valore nominale di 8 miliardi di lire sono stati concessi in pegno per operazioni di pronti contro termine (25 miliardi di lire al 31 dicembre 1997).

7) Ratei e risconti attivi

(miliardi di lire)

	Valori al 31.12.1997	**Valori al 31.12.1998**
Interessi impliciti su debito per investimenti petroliferi	849	742
Imposte differite attive nette	418	330
Differenziali su contratti derivati	212	212
Interessi attivi	318	138
Altri ratei e risconti attivi	214	258
	2.011	**1.680**

Gli *interessi impliciti* riguardano il debito di 1 miliardo di dollari USA, contratto nel 1993 per un investimento petrolifero in Nord Africa, da rimborsare in 20 rate annuali senza interessi con inizio dal 1° gennaio 2000. Il debito di 1.653 miliardi di lire è iscritto al valore nominale alla voce "Debiti verso altri finanziatori - importi esigibili oltre l'esercizio successivo".

I *differenziali su contratti derivati* riguardano crediti e debiti finanziari per 81 miliardi di lire e altre attività e passività monetarie per 131 miliardi di lire (rispettivamente 75 e 137 miliardi di lire al 31 dicembre 1997).

8) Patrimonio netto dell'Eni

(miliardi di lire)

		31.12.1997		**31.12.1998**
Capitale sociale		7.999		8.000
Riserva legale		231		432
Altre riserve:		9.882		10.817
- riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/93	7.408		7.408	
- riserva disponibile	1.251		2.830	
- riserva per differenze cambio	864		225	
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/67	163		163	
- conferimenti leggi 730/83, 749/85 e 41/86	101		119	
- finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato	40		22	
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 169/83	37		37	
- riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93	..		..	
- riserva di consolidamento	18		12	
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile			1	
Utili portati a nuovo		6.441		7.525
Utile dell'esercizio		5.118		4.507
		29.671		**31.281**

Capitale sociale
Al 31 dicembre 1998 il *capitale sociale* dell'Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 8.000.161.453 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire ciascuna.

Riserva legale
La *riserva legale* dell'Eni SpA rappresenta la parte di utili che secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Altre riserve
La *riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/93* riguarda l'incremento del patrimonio netto dell'Eni SpA deliberato dall'Assemblea degli azionisti nel 1995 a norma di quanto previsto dalla legge citata per gli Enti di diritto pubblico trasformati in società per azioni.

Il *fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/67*, ex Agip SpA, è stato ricostituito a seguito della fusione e riguarda utili non assoggettati a Ilor, perché destinati a essere reinvestiti in attività di ricerca esplorativa.

I *conferimenti leggi 730/83, 749/85 e 41/86* riguardano le somme riconosciute all'Eni SpA dal Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica per il rimborso in linea capitale e interessi dei finanziamenti assunti e delle obbligazioni emesse in esercizi precedenti con rimborso a carico dello Stato a norma delle leggi citate.

I *finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato* riguardano i finanziamenti assunti dall'Eni SpA a fronte della legge 41/86 e non ancora scaduti al termine degli esercizi considerati.

La *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 169/83*, ex Agip SpA, è stata ricostituita a seguito della fusione e accoglie le plusvalenze in sospensione di imposta realizzate nel 1986 a fronte di cessione di partecipazioni.

La *riserva per differenze cambio* riguarda le differenze da conversione in lire italiane dei bilanci espressi in moneta estera.

Il patrimonio netto comprende riserve distribuibili per circa 21.540 miliardi di lire, alcune di queste riserve sono soggette a tassazione in caso di distribuzione. Su queste riserve sono state stanziate imposte differite per 62 miliardi di lire nei limiti dell'ammontare che si prevede di distribuire; le imposte potenziali che sarebbero dovute nel caso di distribuzione delle altre riserve ammontano a circa 1.210 miliardi di lire.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto dell'Eni intervenute negli ultimi tre esercizi

(miliardi di lire)

	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva disponibile	Conferimenti dello Stato	Riserva adeguamento patrimonio netto l. 292/93	Finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato	Riserve ex Agip ricostituite	Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del cod. civ.	Riserve di consolidamento	Riserva per differenze cambio	Utili portati a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 1995	**7.999**	**51**	**1.494**	**47**	**7.671**	**89**			**1.227**	**123**		**4.327**	**23.028**
Riclassifica delle riserve di consolidamento									(1.227)		1.227		
Attribuzione del dividendo (215 lire per azione)			(269)									(1.451)	(1.720)
Maggiorazione di conguaglio sui dividendi												(4)	(4)
Destinazione dell'utile residuo 1995		77		3							2.792	(2.872)	
Conferimenti dello Stato				33		(33)							
Differenze cambio da conversione dei bilanci in valuta estera										(424)			(424)
Altre variazioni				2									2
Utile dell'esercizio												4.451	4.451
Saldi al 31 dicembre 1996	**7.999**	**128**	**1.225**	**85**	**7.671**	**56**				**(301)**	**4.019**	**4.451**	**25.333**
Attribuzione del dividendo (240 lire per azione)												(1.920)	(1.920)
Destinazione dell'utile residuo 1996		103	47								2.381	(2.531)	
Conferimenti dello Stato				16		(16)							
Ricostituzione riserve ex Agip					(263)		200				63		
Riserva di consolidamento									18				18
Imposta sostitutiva della maggiorazione di conguaglio D.Lgs. n. 467/97			(21)								(30)		(51)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in valuta estera										1.165			1.165
Altre variazioni											8		8
Utile dell'esercizio												5.118	5.118
Saldi al 31 dicembre 1997	**7.999**	**231**	**1.251**	**101**	**7.408**	**40**	**200**		**18**	**864**	**6.441**	**5.118**	**29.671**
Attribuzione del dividendo (230 lire per azione)												(2.240)	(2.240)
Destinazione dell'utile residuo 1997		201	1.579					2			1.096	(2.878)	
Aumento del capitale sociale	1							(1)					
Conferimenti dello Stato				18		(18)							
Riserva di consolidamento									(6)				(6)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in valuta estera										(639)			(639)
Altre variazioni											(12)		(12)
Utile dell'esercizio												4.507	4.507
Saldi al 31 dicembre 1998	**8.000**	**432**	**2.830**	**119**	**7.408**	**22**	**200**	**1**	**12**	**225**	**7.525**	**4.507**	**31.281**

Prospetto di raccordo tra il risultato di esercizio e il patrimonio netto dell'Eni SpA con quelli consolidati per gli esercizi 1996-1997-1998

(miliardi di lire)

	Risultato di esercizio			Patrimonio netto		
	1996	1997	1998	31.12.1996	31.12.1997	31.12.1998
Come da bilancio di esercizio dell'Eni SpA	**2.070**	**4.022** (*)	**2.126**	**19.178**	**21.275**	**21.179**
Finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato	2			56	+0	22
Differenza tra il risultato di esercizio e il patrimonio netto delle partecipazioni consolidate e i corrispondenti valori economici e patrimoniali iscritti nel bilancio di esercizio dell'Eni SpA	1.616	(653) (*)	110	4.639	7.525	9.250
Rettifiche di consolidamento per:						
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	716	1.686	2.053	6.044	5.449	5.638
- eliminazione di (utili)/perdite infragruppo non realizzati	20	38	(130)	(704)	(645)	(772)
- imposte differite	(161)	63	427	(2.070)	(2.090)	(1.666)
- altre rettifiche	328	116	196	(96)	(102)	20
	4.591	**5.272**	**4.782**	**27.047**	**31.452**	**33.671**
Interessi di terzi azionisti	(140)	(154)	(275)	(1.714)	(1.781)	(2.390)
Come da bilancio consolidato	**4.451**	**5.118**	**4.507**	**25.333**	**29.671**	**31.281**

(*) Per effetto della fusione dell'Agip SpA nell'Eni SpA, il risultato conseguito dall'Agip SpA nell'esercizio 1997 è incluso nel risultato dell'Eni SpA.

9) Fondi per rischi e oneri

(miliardi di lire)

	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.1997					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	45	32	(26)	86	137
Fondo imposte	3.362	678	(1.014)	324	3.350
Altri fondi per rischi e oneri:					
- fondo smantellamento e ripristino siti	1.991	211	(41)	107	2.268
- riserva sinistri e premi compagnie di assicurazioni	792	229	(212)	18	827
- fondo rischi ambientali	361	353	(128)	(7)	579
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	437	138	(90)	(46)	439
- fondo rischi contrattuali	22	338			360
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	357	92	(58)	(37)	354
- fondo rischi per contenziosi	298	36	(14)	(5)	315
- fondo esodi agevolati	108	71	(63)	(5)	111
- altri fondi (*)	731	206	(192)	(122)	623
	8.504	**2.384**	**(1.838)**	**313**	**9.363**
31.12.1998					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	137	24	(16)	(13)	132
Fondo imposte	3.350	614	(553)	(578)	2.833
Altri fondi per rischi e oneri:					
- fondo smantellamento e ripristino siti	2.268	302	(61)	(62)	2.447
- riserva sinistri e premi compagnie di assicurazioni	827	330	(185)	(13)	959
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	354	307	(24)	38	675
- fondo rischi ambientali	579	148	(110)	(14)	603
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	439	299	(91)	(118)	529
- fondo rischi contrattuali	360	18	(109)	33	302
- fondo rischi per contenziosi	315	20	(236)	35	134
- fondo esodi agevolati	111	22	(39)	(8)	86
- altri fondi (*)	623	116	(179)	(141)	419
	9.363	**2.200**	**(1.603)**	**(841)**	**9.119**

(*) Di importo unitario inferiore a 100 miliardi di lire.

Il *fondo imposte* di 2.833 miliardi di lire riguarda essenzialmente il debito fiscale netto differito di 2.264 miliardi di lire (2.688 miliardi di lire al 31 dicembre 1997) a fronte delle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali nonché le imposte dovute a seguito della prevista distribuzione di riserve da parte di imprese consolidate. Il fondo comprende inoltre 569 miliardi di lire (662 miliardi di lire al 31 dicembre 1997) per gli oneri che si presume di sostenere a fronte di posizioni fiscali in contestazione e per le incertezze connesse all'applicazione dell'Irap. L'ultimo esercizio definito dall'Eni SpA e dalla generalità delle imprese controllate italiane ai fini delle imposte dirette è il 1991. Relativamente alle società estere, la situazione è più articolata; tuttavia, salvo limitate eccezioni, l'ultimo esercizio definito si colloca tra il 1991 e il 1997.

Il *fondo smantellamento e ripristino siti* di 2.447 miliardi di lire riguarda essenzialmente i costi stimati per la chiusura mineraria dei pozzi e la rimozione delle strutture per 2.380 miliardi di lire (2.186 miliardi di lire al 31 dicembre 1997).

Il *fondo rischi ambientali* di 603 miliardi di lire riguarda gli oneri previsti per gli interventi ambientali nei settori Petrolchimica (346 miliardi di lire) e Raffinazione e Marketing (257 miliardi di lire).

Il *fondo dismissioni e ristrutturazioni* di 529 miliardi di lire riguarda principalmente gli oneri connessi al completamento del programma di dismissione delle attività residue della metallurgia non ferrosa (418 miliardi di lire) nonché gli oneri previsti per la Petrolchimica (66 miliardi di lire).

Il *fondo rischi per contenziosi* di 134 miliardi di lire diminuisce di 181 miliardi di lire per effetto essenzialmente dell'utilizzo di 230 miliardi di lire a fronte della definizione del contenzioso con la Liquigas.

Le altre variazioni di 841 miliardi di lire riguardano principalmente la compensazione a livello di singola impresa delle passività per imposte differite rilevate al "Fondo imposte" con le attività della stessa natura rilevate alla voce "Ratei e risconti attivi" (486 miliardi di lire), le differenze cambio da conversione dei bilanci espressi in moneta estera (192 miliardi di lire) nonché il trasferimento del "Fondo copertura perdite" al "Fondo svalutazione crediti" a seguito della svalutazione dei crediti concessi a imprese controllate in liquidazione con patrimonio netto negativo (144 miliardi di lire).

10) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

(miliardi di lire)

Valore al 31.12.1997	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	Valore al 31.12.1998
978	243	(515)	(17)	689

Le utilizzazioni dell'esercizio di 515 miliardi di lire riguardano principalmente le anticipazioni concesse ai dipendenti per l'acquisto di azioni Eni, fino ad un massimo di n. 3.000 azioni per dipendente, in occasione del quarto collocamento (400 miliardi di lire).

11) Debiti

L'analisi per natura e per scadenza dei debiti è la seguente:

(miliardi di lire)

	31.12.1997				31.12.1998			
	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	**Esigibili entro l'esercizio successivo**	**Esigibili oltre l'esercizio successivo**	**Totale**	**di cui scadenti oltre 5 anni**
Debiti finanziari:								
A breve termine:								
- banche	12.871		12.871		6.933		6.933	
- altri finanziatori	95		95		111		111	
- rappresentati da titoli di credito	2		2					
- imprese controllate	690		690		619		619	
- imprese collegate	89		89		59		59	
	13.747		**13.747**		**7.722**		**7.722**	
A lungo termine:								
- obbligazioni	10	1.270	1.280	1.250	10	1.260	1.270	250
- banche	1.576	8.039	9.615	1.638	1.839	6.481	8.320	1.134
- altri finanziatori	10	1.894	1.904	1.560	10	1.748	1.758	1.381
	1.596	**11.203**	**12.799**	**4.448**	**1.859**	**9.489**	**11.343**	**2.765**
	15.343	**11.203**	**26.546**	**4.448**	**9.581**	**9.489**	**19.070**	**2.765**
Acconti:								
Terzi:								
- per lavori in corso su ordinazione	940		940		1.097	2	1.099	
- per altri rapporti	780	3	783		767	2	769	
Imprese controllate:					32		32	
- per lavori in corso su ordinazione	2		2		229		229	
- per altri rapporti	235		235					
Imprese collegate:								
- per lavori in corso su ordinazione	62		62		52		52	
- per altri rapporti	8		8		2		2	
	2.027	**3**	**2.030**		**2.179**	**4**	**2.183**	
Debiti commerciali:								
- rappresentati da titoli di credito	59		59		49		49	
- fornitori	6.231	28	6.259		6.337	12	6.349	
- imprese controllate	73		73		110		110	
- imprese collegate	401		401		302		302	
	6.764	**28**	**6.792**		**6.798**	**12**	**6.810**	
Debiti tributari:								
- accise e imposte di consumo	1.450	4	1.454		1.697		1.697	
- imposte sul reddito	1.369	17	1.386		468	94	562	
- altre imposte e tasse	1.380	20	1.400		1.204	4	1.208	
	4.199	**41**	**4.240**		**3.369**	**98**	**3.467**	
Debiti diversi:								
- fornitori	1.001	35	1.036	7	996	28	1.024	
- imprese controllate	27		27		123		123	
- imprese collegate	422		422		320		320	
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	396	15	411		366	4	370	
- altri	2.555	576	3.131	279	2.660	449	3.109	289
	4.401	**626**	**5.027**	**286**	**4.465**	**481**	**4.946**	**289**
	32.734	**11.901**	**44.635**	**4.734**	**26.392**	**10.084**	**36.476**	**3.054**

Debiti finanziari

Debiti finanziari a breve termine

L'analisi per valuta dei debiti finanziari a breve termine è la seguente:

(miliardi di lire)

	31.12.1997	31.12.1998
Lira italiana	10.992	4.894
Dollaro USA	980	1.623
Lira sterlina	725	480
Marco tedesco	423	340
Corona norvegese	172	77
Altre valute	455	308
	13.747	7.722

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a breve termine è del 6,4% e del 4,7%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 1997 e 1998.

La diminuzione dei debiti finanziari di 6.025 miliardi di lire rispetto all'esercizio precedente è conseguente alla riduzione del fabbisogno finanziario e alla politica di contenimento dell'attivo finanziario (v. nota n. 5).

Debiti finanziari a lungo termine

I debiti finanziari a lungo termine al 31 dicembre 1997 e 1998, comprese le quote a breve, sono indicati di seguito con le relative scadenze:

(miliardi di lire)

Tipo	Scadenza	Al 31 dicembre		Scad.	Scadenza a lungo termine					
		1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Oltre	Totale
Verso banche:										
- mutui ordinari	1999-2008	7.577	6.821	1.548	2.480	546	1.059	408	780	5.273
- mutui a tasso agevolato	1999-2008	584	705	87	89	92	94	97	246	618
- mutui a tasso di cambio agevolato	1999-2008	615	336	109	71	53	37	22	44	227
- credito all'esportazione assicurato	1999-2006	100	65	30	7	10	7	5	6	35
- credito all'esportazione ordinario	1999-2004	445	350	61	59	57	57	58	58	289
- altri	1999-2003	294	43	4	32	3	2	2	-	39
		9.615	8.320	1.839	2.738	761	1.256	592	1.134	6.481
Obbligazioni:										
- ordinarie	1999-2005	1.280	1.270	10	10			1.000	250	1.260
Altri debiti	1999-2019	1.904	1.758	10	111	87	85	84	1.381	1.748
		12.799	11.348	1.859	2.859	848	1.341	1.676	2.765	9.489

L'Eni ha stipulato accordi di finanziamento con banche che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati generalmente sul bilancio di esercizio dell'Eni SpA. Al 31 dicembre 1997 e 1998 i debiti soggetti a queste clausole restrittive, classificati a breve e a lungo termine, ammontavano rispettivamente a 1.541 e a 290 miliardi di lire. La riduzione di 1.251 miliardi di lire è riferita principalmente a una linea di credito revolving di 1.300 miliardi di lire. L'Eni SpA ha rispettato le condizioni concordate.

I *mutui a tasso di cambio agevolato* di 336 miliardi di lire riguardano finanziamenti concessi da organizzazioni europee, ad esempio 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. Questi debiti sono iscritti al cambio storico rettificato della differenza di cambio di competenza dell'Eni.

Le *obbligazioni* di 1.270 miliardi di lire riguardano essenzialmente quelle emesse dall'Eni SpA per 1.030 e 1.020 miliardi di lire, rispettivamente al 31 dicembre 1997 e 1998.

Debiti per 1.020 e 283 miliardi di lire, rispettivamente al 31 dicembre 1997 e 1998, sono garantiti da ipoteche e privilegi su beni immobili di imprese consolidate e da pegni su titoli, mentre altri, per 1.489 e 1.136 miliardi di lire, rispettivamente al 31 dicembre 1997 e 1998, sono garantiti da fidejussioni di terzi.

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.

	(miliardi di lire) 31.12.1997	Tasso medio	(miliardi di lire) **31.12.1998**	Tasso medio
Lira italiana	7.429	6,77	8.211	5,00
Dollaro USA	3.382	6,46	2.417	6,65
Franco francese	185	6,95	285	4,72
ECU	221	6,60	145	4,57
Marco tedesco	179	6,04	69	7,58
Lira sterlina	604	7,80	10	10,40
Altre valute	299	8,14	211	8,00
	12.799		**11.348**	

L'Eni dispone di linee di credito a lungo termine non utilizzate presso banche nazionali ed estere. 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).

12) Ratei e risconti passivi

(miliardi di lire)

	Valori al 31.12.1997	**Valori al 31.12.1998**
Proventi poliennali	248	274
Differenziali su contratti derivati	224	119
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	200	160
Canoni di affitto	107	109
Riserva premi delle compagnie di assicurazioni	36	43
Altri ratei e risconti passivi	75	120
	890	**825**

I *differenziali su contratti derivati* riguardano crediti e debiti finanziari per 36 miliardi di lire e altre attività e passività monetarie per 83 miliardi di lire (rispettivamente 67 e 157 miliardi di lire al 31 dicembre 1997).

13) Garanzie

(miliardi di lire)

	31.12.1997				**31.12.1998**			
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale	**Fidejussioni**	**Altre garanzie personali**	**Garanzie reali**	**Totale**
Imprese controllate	702	281		983	569	478		1.047
Imprese collegate	437	347	150	934	161	581	150	892
Imprese consolidate		7.661	90	7.751		7.041		7.041
Altri	154	71		225	134	148		282
	1.293	**8.360**	**240**	**9.893**	**864**	**8.248**	**150**	**9.262**

Le *garanzie personali* prestate nell'interesse di imprese controllate e collegate non consolidate al 31 dicembre 1998 di 1.789 miliardi di lire (1.767 miliardi di lire al 31 dicembre 1997) riguardano principalmente: (i) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di patronage rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e di linee di credito per 1.552 miliardi di lire (1.346 miliardi di lire al 31 dicembre 1997); (ii) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di patronage a clienti per partecipazioni a gare d'appalto e per rispetto degli accordi contrattuali per 88 miliardi di lire (182 miliardi di lire al 31 dicembre 1997); (iii) contratti autonomi rilasciati all'Amministrazione finanziaria a fronte del rimborso di crediti Iva per 63 miliardi di lire (12 miliardi di lire al 31 dicembre 1997). L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 1998 a fronte delle suddette garanzie è di 1.169 miliardi di lire (1.203 miliardi di lire al 31 dicembre 1997).

Le *garanzie personali* prestate nell'interesse di imprese consolidate al 31 dicembre 1998 di 7.041 miliardi di lire (7.661 miliardi di lire al 31 dicembre 1997) riguardano contratti autonomi di garanzia relativi a: (i) partecipazioni a gare d'appalto, buona esecuzione dei lavori, anticipazioni da committenti, rispetto degli accordi contrattuali e concessione di finanziamenti per 3.200 miliardi di lire (2.826 miliardi di lire al 31 dicembre 1997); (ii) rischi assicurativi per 1.653 miliardi di lire che l'Eni ha riassicurato (1.759 miliardi di lire al 31 dicembre 1997); (iii) adempimento di obbligazioni derivanti dall'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi per 975 miliardi di lire (1.037 miliardi di lire al 31 dicembre 1997); (iv) rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 490 miliardi di lire (384 miliardi di lire al 31 dicembre 1997). L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 1998 a fronte delle suddette garanzie è di 6.740 miliardi di lire (7.176 miliardi di lire al 31 dicembre 1997).

Le *garanzie reali* al 31 dicembre 1998 di 150 miliardi di lire (240 miliardi di lire al 31 dicembre 1997) sono relative a pegni su titoli rilasciati a banche a fronte di finanziamenti. L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 1998 corrisponde al valore nominale della garanzia.

14) Altri conti d'ordine

(miliardi di lire)

	31.12.1997	31.12.1998
Impegni:		
- contratti derivati	15.314	16.088
- acquisto di beni	684	780
- vendita di beni	560	293
- altri	95	1.382
Rischi	1.879	1.529
	18.532	**20.072**

Gli *impegni per contratti derivati* di 16.088 miliardi di lire sono analizzati nel punto successivo "Contratti derivati" dove vengono evidenziati, coerentemente alla prassi internazionale, tutti i contratti derivati in essere al 31 dicembre 1997 e 1998 prescindendo dall'assunzione dell'impegno che comportano; pertanto comprende i contratti derivati che attribuiscono mere facoltà, come le opzioni, indica i contratti su cambi a termine che comportano lo scambio di due valute estere non solo per l'ammontare acquistato *ma anche per quello venduto e infine esprime il valore dei contratti a termine su valute al cambio in essere* alla data di chiusura dell'esercizio anziché al prezzo di regolamento del contratto. Per questi motivi i valori riportati 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*, rispettivamente di 780 e 293 miliardi di lire, riguardano principalmente beni di investimento e titoli destinati alla negoziazione. In particolare gli impegni di acquisto di titoli si riferiscono per 560 miliardi di lire (578 miliardi di lire al 31 dicembre 1997) 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 al Ribor 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 1.382 miliardi di lire riguardano principalmente: (i) gli investimenti previsti dall'accordo di programma per l'area di Porto Marghera sottoscritto dall'EniChem SpA con i Ministeri dell'industria, del commercio e dell'artigianato, dei lavori pubblici, dell'ambiente 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 (1.004 miliardi di lire); (ii) gli impegni derivanti dalla firma del protocollo di intenti con la Regione Basilicata connesso con il programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni SpA nell'area della Val d'Agri (290 miliardi di lire, compresi 67 miliardi di lire per anticipi su royalties).

I *rischi* di 1.529 miliardi di lire si riferiscono essenzialmente ad indennizzi relativi ad impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 402 miliardi di lire (767 miliardi di lire al 31 dicembre 1997), a rischi per contenziosi fiscali di 601 miliardi di lire (504 miliardi di lire al 31 dicembre 1997) e per danni di natura ambientale di 287 miliardi di lire (268 miliardi di lire al 31 dicembre 1997), nonché a rischi di custodia di beni di terzi per 103 miliardi di lire (222 miliardi di lire al 31 dicembre 1997). Tra i contenziosi fiscali si evidenziano l'accertamento notificato alla Snam SpA nell'esercizio 1997 (146 miliardi di lire) e quello notificato all'Agip Karachaganak BV nell'esercizio 1998 (146 miliardi di lire); tra i contenziosi ambientali si evidenzia l'azione intrapresa dal Ministero dell'ambiente nel 1992 contro l'EniChem SpA (263 miliardi di lire). I relativi commenti sono indicati successivamente al punto "Contenziosi".

Contratti derivati

L'Eni opera a livello internazionale nelle attività del petrolio e gas naturale, 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 concentrata 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 Finanza 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 Finanza 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, ecc.). Le quantità monetarie in valuta estera sono convertite in lire applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio. Le quantità monetarie denominate in una delle valute dei paesi aderenti all'Unione Economica e Monetaria (UEM) sono state convertite in lire applicando i tassi di conversione in euro delle valute stesse. 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 ad 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:

(miliardi di lire)

	Valore nominale al 31.12.1997	**Valore nominale al 31.12.1998**
Interest rate swap (IRS)	7.551	6.384
Forward rate agreement (FRA)	460	511
Interest rate collar	881	399
	8.892	**7.294**

Gli *interest rate swap* (I.R.S.) 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.

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.

	31.12.1997	31.12.1998
Acquistare tasso fisso/Vendere tasso variabile-valore nominale (miliardi di lire)	1.244	611
- tasso medio ponderato acquistato	9,34%	9,83%
- tasso medio ponderato venduto	6,39%	3,84%
- scadenza media ponderata (anni)	4,72	4,53
Acquistare tasso variabile/Vendere tasso variabile-valore nominale (miliardi di lire)	1.886	2.835
- tasso medio ponderato acquistato	6,51%	4,81%
- tasso medio ponderato venduto	6,56%	4,76%
- scadenza media ponderata (anni)	5,42	5,27
Vendere tasso fisso/Acquistare tasso variabile-valore nominale (miliardi di lire)	4.421	2.938
- tasso medio ponderato venduto	6,14%	4,78%
- tasso medio ponderato acquistato	7,71%	6,62%
- scadenza media ponderata (anni)	1,70	1,63

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. Questi contratti hanno scadenze non superiori a otto anni. L'Eni utilizza anche zero-cost collar che non comportano il pagamento di premi.

I *forward rate agreement* (F.R.A.) sui tassi di interesse sono utilizzati dall'Eni generalmente per compensare variazioni dei tassi variabili relativi a operazioni a breve e a lungo 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 essenzialmente a vendite di tasso fisso (410 e 511 miliardi di lire rispettivamente al 31 dicembre 1997 e 1998); la maggior parte di questi contratti ha scadenza inferiore all'anno. Gli utili e le perdite stimati al 31 dicembre 1998 non sono significativi.

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:

(miliardi di lire)

	Valore nominale al 31.12.1997	**Valore nominale al 31.12.1998**
Contratti su cambi a termine	6.464	7.622
Opzioni	141	1.434
	6.605	**9.056**

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 sia per l'ammontare acquistato sia per l'ammontare venduto. La scadenza di questi contratti è raramente superiore ad un anno.

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, normalmente un anno.

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.

(miliardi di lire)

Valuta	Valore nominale al 31.12.1997		Valore nominale al 31.12.1998	
	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Dollaro USA	800	2.286	353	3.593
Lira sterlina	20	318	31	1.011
Corona norvegese	27	304	196	734
Dollaro australiano	259	259	232	228
Marco tedesco	92	240	41	162
Riyal Saudita		195		142
Yen	118	126	112	130
Lira italiana	207	18	1.072	128
Fiorino olandese	146		16	94
Franco svizzero	393	114	402	21
Franco francese	132	83	139	17
ECU	170		128	
Franco belga	24	109	3	6
Altre valute	8	157	1	64
	2.396	**4.209**	**2.726**	**6.330**

Gestione del rischio sui prezzi delle merci

I contratti derivati su merci sono stipulati essenzialmente dal settore Raffinazione e 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 1997 e 1998 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 collegate 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 riportata una sintesi dei procedimenti più rilevanti.

Procedimenti giudiziari o arbitrali

Eni è parte di un procedimento, iniziato nel 1985, relativamente al crollo di una diga accessoria a una miniera gestita da una società in precedenza controllata dall'Eni nel comune di Stava. Il crollo della diga causò perdite di vite umane e danni materiali. In relazione a questo incidente sono stati promossi circa 150 giudizi civili, per la maggior parte dei quali non è stata ancora emessa la sentenza, con domande di risarcimento di danni stimabili in complessivi 240 miliardi di lire. Nel 1996 è stato raggiunto un accordo preliminare con la Montedison e la Provincia Autonoma di Trento per la ripartizione provvisoria degli oneri; l'accordo prevede una quota a carico dell'Eni pari al 42% del danno totale stimabile. A fronte dell'accordo l'Eni ha liquidato dal 1996 al 31 dicembre 1998 l'importo complessivo di 17 miliardi di lire.

Nel 1992 l'Eni SpA e l'EniChem SpA ("EniChem") hanno intrapreso un arbitrato nei confronti della Montedison SpA ("Montedison") e delle sue controllate in relazione alle garanzie da esse fornite in occasione della costituzione dell'Enimont SpA ("Enimont"). Il procedimento arbitrale è ancora nella fase istruttoria per la trattazione di questioni processuali e preliminari. A seguito del completamento delle verifiche di carattere tecnico, contabile e amministrativo e a seguito di apposite perizie, sarà possibile determinare l'esatto valore delle richieste avanzate. Le società convenute hanno proposto domande riconvenzionali. Montedison, nel corso del 1997, ha promosso un'azione di danni nei confronti di Agip SpA (ora Eni SpA) e Snam SpA in merito allo scioglimento della joint venture Enimont. Agip SpA e Snam SpA, costituitesi in giudizio, hanno eccepito la totale infondatezza della domanda di Montedison.

Nell'aprile 1996 EniChem Elastomeri Srl è stata convenuta in giudizio dinanzi la Corte Federale USA in un procedimento originariamente avviato nel luglio 1995 contro EniChem Elastomers Americas Inc e EniChem America Inc innanzi alla Corte Distrettuale di Houston per conto di numerosi abitanti di Pleasantville, in Texas. Il giudizio ha per oggetto il risarcimento di danni, comprensivi di "punitive damages" i quali, secondo il diritto statunitense, assolvono ad una funzione sanzionatoria e non meramente risarcitoria. Tali danni, ad oggi non quantificati, sarebbero stati provocati da fumo e da deposito di ceneri conseguenti a un incendio che ha distrutto una certa quantità di balle di gomma sintetica, prodotte dalla EniChem Elastomeri Srl, giacenti in un magazzino di terzi presso Pleasantville. Attualmente sono stati definiti alcuni accordi transattivi con le parti in giudizio e altri sono in corso di definizione; i costi di tali accordi saranno coperti dalle polizze assicurative attualmente in vigore.

Alla fine del 1995 Finpas SpA, attualmente soggetta a procedura fallimentare, ha intrapreso un giudizio contro EniChem al fine di ottenere la revoca dell'acquisto di azioni di Auschem SpA e la restituzione da parte dell'EniChem del prezzo pagato all'atto dell'acquisto, pari a 85 miliardi di lire, oltre agli interessi maturati su detta somma. EniChem si è costituita in giudizio e ha contestato la domanda attorea.

Nel 1991 Agrifactoring SpA ("Agrifactoring") ha avviato un'azione giudiziaria contro Serfactoring SpA ("Serfactoring", società partecipata al 49% dalla ex Serfi SpA ora Solid SpA, a sua volta controllata dall'Eni SpA). La pretesa ha per oggetto crediti per 353 miliardi di lire (oltre interessi e rivalutazione) relativi a forniture di fertilizzanti. Originariamente tali crediti erano vantati da EniChem Agricoltura SpA (ora Agricoltura SpA in liquidazione) ("Agricoltura") e Terni Industrie Chimiche SpA ("Terni Industrie Chimiche") nei confronti di Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche cedevano tali 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 353 miliardi di lire, 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 187 miliardi di lire 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 seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e a seguito di altre compensazioni. L'azione giudiziaria contro Serfactoring, riunita con quelle promosse da Agricoltura e Terni Industrie Chimiche, è ancora in corso ed è stata disposta la consulenza tecnica.

Accertamenti fiscali

Nel dicembre 1997 e nell'aprile 1998 sono stati notificati all'incorporata Agip SpA (ora Eni SpA), ai fini delle imposte sul reddito dovute per l'esercizio 1991 e per l'esercizio 1992, due avvisi di accertamento che rettificano il reddito dichiarato recuperando a tassazione, rispettivamente, la somma di 86 miliardi di lire e di 38 miliardi di lire diminuendo e aumentando i prezzi di alcune partite di petrolio, rispettivamente acquistate e vendute nell'ambito dell'Eni. Le contestazioni, tempestivamente opposte dalla società, sono qualitativamente le stesse di quelle notificate per gli esercizi 1989 e 1990, per l'importo complessivo di 254 miliardi di lire, giudicate entrambe infondate dalla Commissione Tributaria Provinciale di Milano con due sentenze, la prima del 18 febbraio 1997 e la seconda del 18 marzo 1998. L'avviso del dicembre 1997 contiene, inoltre, una seconda rettifica del reddito dichiarato contestando ai soli fini Ilor la deducibilità del prezzo, pari a 476 miliardi di lire, corrisposto all'Eni SpA per l'acquisto del diritto di usufrutto su titoli azionari. Anche questa rettifica è stata tempestivamente contestata dalla società in quanto per analoghe operazioni, sempre fra società dell'Eni, lo stesso rilievo è già stato riconosciuto infondato dagli organi della Giustizia Tributaria, soprattutto in considerazione della norma interpretativa contenuta nell'articolo 18 della legge n. 549 del 1995.

Nel dicembre 1997 è stato notificato alla Snam SpA, ai fini delle imposte dirette relative all'esercizio 1991, un atto di accertamento che, per difetto di inerenza, nega la deducibilità di un compenso pari a 150 miliardi di lire corrisposto all'Agip SpA (ora Eni SpA) a fronte dell'accordo per la copertura degli oneri derivanti dalla riconversione e dall'adeguamento del sistema di modulazione e stoccaggio del gas naturale. Nel corso dello stesso anno 1997 sono stati notificati alla Snam SpA avvisi di liquidazione Iva per gli anni 1989 e 1990 sempre in relazione al citato accordo. Contro tali avvisi di accertamento e di liquidazione la società ha proposto ricorsi davanti alla Commissione Tributaria Provinciale di Milano che li ha accolti. Presumibilmente in relazione alle contestazioni suddette vengono condotte dalla Magistratura indagini preliminari.

Nell'ottobre 1998 l'Amministrazione finanziaria della Repubblica del Kazakistan ha rettificato il reddito dichiarato dall'Agip Karachaganak BV per gli esercizi 1995, 1996 e 1997 disconoscendo la deducibilità di alcuni costi sulla base di un'interpretazione, considerata erronea dalla società, degli accordi contrattuali e delle norme in vigore. La rettifica comporta una maggiore imposta dovuta e sanzioni pecuniarie pari, rispettivamente, a 9,3 e 62,4 milioni di dollari USA (complessivamente 71,7 milioni di dollari USA). In data 6 aprile 1999 è stata notificata alla società un'ingiunzione di pagamento per 88,2 milioni di dollari USA, compren-

siva degli interessi per il ritardato pagamento maturati al 31 marzo 1999. In considerazione della sua infondatezza, è prevedibile che la rettifica venga annullata a seguito del contenzioso già iniziato dalla società.

Ambiente

Nel 1992 il Ministero dell'ambiente ha intrapreso un'azione contro l'EniChem e altri soggetti per recuperare un importo tra 262 e 1.684 miliardi di lire per i danni relativi allo scarico di effluenti dall'impianto di Mantova posseduto da una società già controllata dalla Montedison conferita all'Enimont nell'ambito della sua costituzione.

Nel 1997 ha avuto luogo presso il Tribunale di Venezia l'udienza preliminare in merito al procedimento aperto dalla Procura della Repubblica con atti in data 18 ottobre e 10 dicembre 1996, con cui aveva chiesto il rinvio a giudizio di 31 persone, fra le quali 10 tra attuali o precedenti dirigenti e amministratori di società dell'EniChem. L'azione legale era stata mossa in relazione alla gestione di impianti di Porto Marghera a decorrere dai primi anni '70 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 prevalentemente da società non appartenenti all'Eni. Il GIP ha accolto le richieste dell'accusa e ha disposto il rinvio a giudizio delle persone indagate. Il processo ha avuto inizio nel marzo 1998 e prima dell'inizio del dibattimento le parti civili persone fisiche sono state tacitate dalle società responsabili civili, tra cui l'EniChem, con la somma complessiva di 63 miliardi di lire. A tale risarcimento l'EniChem ha concorso con la somma di 15 miliardi di lire. Il risarcimento del danno lamentato, che non costituisce ammissione di responsabilità per i fatti di cui al processo, è stato versato anche a titolo di umana solidarietà verso le persone colpite dagli eventi di morte o malattia. La società sta gestendo con la compagnia assicurativa l'aspetto assicurativo. Rimangono costituite come parti civili Enti, Associazioni e 39 persone fisiche inserite nel processo a seguito di una contestazione suppletiva del Pubblico Ministero.

A seguito di un'ordinanza del Ministro dell'ambiente, l'EniChem SpA ("EniChem") ha consegnato nel febbraio 1997 al Magistrato alle Acque di Venezia il progetto generale degli interventi sull'impianto di Porto Marghera richiesti dall'ordinanza del 1996 e ha avviato nel corso del 1997 la realizzazione di singoli interventi migliorativi ricompresi nel piano generale. Nell'ottobre 1997 il Sindaco di Venezia aveva chiesto alla Montedison e all'EniChem di predisporre un progetto definitivo per il risanamento del tratto terminale del Brentelle, canale demaniale che scorre all'interno del Petrolchimico. L'EniChem, che si considera estranea al degrado del canale perché l'utilizzo dello stesso come sbocco degli scarichi industriali è di molti anni precedente l'assunzione della gestione degli impianti da parte di EniChem, ha presentato al Tribunale Amministrativo Regionale con sede a Venezia un ricorso volto a ottenere l'annullamento del provvedimento del Sindaco. EniChem ha ugualmente presentato al Sindaco il progetto definitivo, nel quadro di una fattiva collaborazione per la risoluzione dei problemi della laguna di Venezia. Nonostante la pendenza del giudizio, il 25 novembre 1998 il Sindaco di Venezia ha ordinato all'EniChem l'avvio dei lavori previsti dal progetto. L'EniChem ha presentato ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale anche contro questo provvedimento che si pone in contraddizione con i contenuti del recente Accordo di Programma sulla chimica a Porto Marghera, sottoscritto il 21 ottobre 1998, che prevede che gli interventi di bonifica dei canali industriali siano eseguiti dal Magistrato alle Acque di Venezia.

Un altro procedimento aperto nel luglio 1995 dalla Procura della Repubblica presso la Pretura di Venezia, per danneggiamento della laguna a seguito di scarichi nei quali viene ipotizzata la presenza di diossina, è ancora nella fase delle indagini preliminari.

La stessa Pretura ha altresì avviato un altro procedimento, ancora nella fase di indagini preliminari, volto all'accertamento delle responsabilità per la asserita contaminazione della laguna da sostanze scaricate dal Petrolchimico di Porto Marghera. Nell'ambito di questo procedimento, è stato disposto dapprima il sequestro e poi il dissequestro dello scarico SM 15 dello stabilimento di Porto Marghera.

Con decreto di citazione a giudizio del 26 settembre 1998 il Pubblico Ministero della Procura della Repubblica presso la Pretura Circondariale di Verbania ha concluso le indagini preliminari, iniziate nel 1997 in merito a un presunto danneggiamento del fiume Toce e del lago Maggiore prodotto dagli scarichi dell'impianto DDT di Pieve Vergonte dall'anno 1990 al 1996. Gli imputati sono tredici tra amministratori e dirigenti dell'EniChem Società di Partecipazioni Srl (oggi EniChem). Alla prima udienza del 4 dicembre 1998 avanti il Pretore di Verbania si sono costituiti parte civile la Regione Lombardia, la Regione Piemonte, il Canton Ticino, numerosi comuni, associazioni ambientaliste e circa 60 pescatori e loro associazioni, chiedendo la citazione del Responsabile Civile EniChem per il risarcimento del danno da quantificarsi nel corso del giudizio.

Istruttorie dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Unione Europea

Nel marzo 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha riscontrato da parte della Snam SpA ("Snam") l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento, ha irrogato la sanzione pecuniaria di 4 miliardi di lire e ha richiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam ritiene di aver operato nel rispetto delle attuali disposizioni legislative e pertanto intende presentare ricorso contro la suddetta delibera.

BP Chemicals Ltd aveva impugnato la decisione della Commissione UE del 27 luglio 1994 concernente le ricapitalizzazioni di EniChem SpA effettuate dall'Eni nel 1992, 1993 e 1994 per un totale di 4.794 miliardi di lire. La decisione della Commissione aveva considerato aiuti compatibili le prime due ricapitalizzazioni, mentre per la terza non aveva ritenuto trattarsi di "aiuto". Nel mese di settembre 1998 si è avuta notizia della sentenza del Tribunale di prima istanza che accoglie il ricorso, annullando la decisione della Commissione per difetto di motivazione per quanto concerne la ricapitalizzazione del 1994 di 3.000 miliardi di lire. La Commissione potrebbe instaurare una nuova procedura di accertamento che, ove negativa, potrebbe essere di nuovo impugnata dallo Stato italiano e dall'EniChem SpA. Nell'ipotesi, da considerarsi remota, in cui al termine di tutte queste procedure la decisione finale fosse per lei sfavorevole, EniChem SpA dovrebbe restituire all'Eni le risorse ottenute con il suddetto aumento di capitale.

Altri impegni non risultanti dallo stato patrimoniale

Per coprire la domanda di gas naturale del mercato italiano nel medio e lungo periodo l'Eni ha stipulato contratti di acquisto a lungo termine che hanno una durata residua media di circa 20 anni. I contratti attualmente in essere, che contengono clausole di "take or pay", assicurano complessivamente circa 1.320 miliardi di metri cubi di gas naturale. I prezzi di questi contratti sono periodicamente rivisti in base all'andamento di quelli di alcuni prodotti petroliferi. A seguito di questi contratti, l'Eni ha anche stipulato con terzi contratti di trasporto a lungo termine di gas naturale dal punto di consegna del fornitore estero fino al territorio nazionale. Questi contratti, che contengono generalmente clausole di "ship or pay", assicurano complessivamente il trasporto di circa 780 miliardi di metri cubi di gas naturale. Gli approvvigionamenti e il trasporto di gas naturale non hanno mai comportato finora l'applicazione di clausole di "take or pay" o "ship or pay". Il 22 giugno 1998 è stata approvata la Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'Unione Europea relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale ("Direttiva sul gas"). Quando la Direttiva sul gas sarà recepita in Italia, gli obblighi di trasporto di gas naturale di terzi imposti all'Eni saranno superiori a quelli imposti dall'attuale normativa. La delega al Governo per l'emanazione di uno o più decreti legislativi volti al recepimento della Direttiva sul gas è all'esame del Parlamento. Sebbene la Direttiva sul gas preveda la facoltà di chiedere deroghe temporanee alle disposizioni concernenti l'accesso al sistema di trasporto per le imprese che vengano a trovarsi (o rischino di trovarsi) in gravi difficoltà economiche e finanziarie dovute alla impossibilità di rispettare clausole di "take or pay" contenute nei contratti di approvvigionamento, è possibile che la Direttiva sul gas abbia un impatto negativo per l'Eni in conseguenza dell'applicazione delle clausole di "take or pay" e "ship or pay" dei contratti attualmente in essere.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali l'Eni ha assunto impegni 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 impegni 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 in quasi tutti i paesi in cui opera. 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. Non può essere escluso con certezza che l'Eni possa incorrere in costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti. Sebbene l'Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato a seguito dell'adeguamento alla normativa ambientale - anche tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate a copertura dei rischi ambientali - tuttavia non vi può essere certezza che ciò si verifichi, perché 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 possibili effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iii) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (iv) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti; (v) i possibili indennizzi assicurativi.

15) Ricavi delle vendite e delle prestazioni

I ricavi delle vendite e delle prestazioni per settore di attività si analizzano come segue:

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Esplorazione e Produzione	6.358	7.483	5.723
Gas Naturale	16.996	18.520	17.956
Raffinazione e Marketing	49.931	50.173	47.197
Petrolchimica	9.634	8.992	7.335
Ingegneria e Servizi	2.790	3.274	3.848
Altre attività	161	267	327
Attività in corso di dismissione	1.192	897	487
	87.062	**89.606**	**82.873**

I ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica di destinazione si analizzano come segue:

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Italia	62.737	63.201	58.788
Resto dell'Unione Europea	11.670	11.393	9.842
Resto dell'Europa	3.479	3.959	3.992
Americhe	4.042	4.477	4.547
Africa	2.590	3.029	3.248
Asia	2.316	3.511	2.421
Altre aree	228	36	35
	87.062	**89.606**	**82.873**

Ricavi netti della gestione caratteristica

I ricavi netti della gestione caratteristica sono determinati secondo la seguente configurazione:

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	87.062	89.606	82.873
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	1.350	1.440	1.823
a dedurre:			
- accise	(27.506)	(26.631)	(26.822)
- vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(2.307)	(2.513)	(1.735)
- prestazioni fatturate a partner in joint venture	(918)	(1.184)	(1.264)
	57.681	**60.718**	**54.875**

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica e di destinazione alla nota n. 22.

16) Altri ricavi e proventi

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	229	235	223
Risarcimento danni	128	87	170
Utilizzo fondi per rischi e oneri eccedenti	192	107	162
Locazioni e affitti di azienda	130	168	145
Plusvalenze da alienazioni	97	198	108
Contributi in conto esercizio	22	30	39
Rivalutazioni di crediti compresi nell'attivo circolante	24	33	21
Altri proventi	556	411	609
	1.378	**1.269**	**1.477**
a dedurre:			
- rimborsi di costi per il personale	(90)	(76)	(69)
- utilizzo fondo svalutazione crediti finanziari a breve termine		(1)	
	1.288	**1.192**	**1.408**

17) Costi della produzione

I costi della produzione da correlare ai ricavi e proventi netti ai fini della determinazione dell'utile operativo sono determinati secondo la seguente configurazione:

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono i seguenti costi:

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	26.795	28.488	23.108
Costi per servizi	9.799	10.321	11.952
Costi per godimento di beni di terzi	1.877	2.237	2.030
Svalutazione di crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	238	194	127
Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(166)	(40)	83
Variazione delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	164	84	234
Accantonamenti per rischi	151	607	118
Altri accantonamenti	583	579	724
Oneri diversi di gestione	28.547	27.608	27.919
	67.988	**70.078**	**66.295**
a dedurre:			
- acquisti in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(2.307)	(2.513)	(1.735)
- accise	(27.506)	(26.631)	(26.822)
- prestazioni nell'interesse di partner in joint venture	(918)	(1.184)	(1.264)
- svalutazioni dei crediti finanziari compresi nell'attivo circolante	(1)		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(1.089)	(1.388)	(1.557)
	36.167	**38.362**	**34.917**

I *costi per servizi* comprendono compensi di intermediazione per 68, 29 e 29 miliardi di lire, rispettivamente per gli esercizi 1996, 1997 e 1998.

I *costi per godimento di beni di terzi* comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per 729, 842 e 601 miliardi di lire, rispettivamente per gli esercizi 1996, 1997 e 1998.

Gli *altri accantonamenti* comprendono accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti per 337, 211 e 302 miliardi di lire, rispettivamente per gli esercizi 1996, 1997 e 1998.

Gli *oneri diversi di gestione* riguardano essenzialmente le imposte indirette, principalmente accise sugli oli minerali (27.475, 26.656 e 26.865 miliardi di lire, rispettivamente per gli esercizi 1996, 1997 e 1998), l'imposta sul patrimonio netto (145 e 138 miliardi di lire, rispettivamente per gli esercizi 1996 e 1997; dall'esercizio 1998 l'imposta è stata soppressa) nonché le minusvalenze da radiazione e alienazione di immobilizzazioni materiali e immateriali (70, 79 e 86 miliardi di lire, rispettivamente per gli esercizi 1996, 1997 e 1998).

Costi per il personale

I costi per il personale riguardano:

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Salari e stipendi	4.345	4.311	4.326
Oneri sociali	1.405	1.403	1.261
Trattamento di fine rapporto	307	247	243
Trattamento di quiescenza e simili	12	32	22
Altri costi	297	284	165
	6.366	**6.277**	**6.017**
a dedurre:			
- rimborsi di costi per il personale	(90)	(76)	(69)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(310)	(295)	(300)
	5.966	**5.906**	**5.648**

La riduzione degli oneri sociali di 142 miliardi di lire riguarda sostanzialmente l'abolizione del contributo al Servizio Sanitario Nazionale connessa all'introduzione dell'Irap.

Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni riguardano:

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Immobilizzazioni immateriali:			
- ammortamenti	1.583	1.804	1.905
- svalutazioni	9		
Immobilizzazioni materiali:			
- ammortamenti	4.836	5.193	5.417
- svalutazioni	815	305	1.026
	7.243	**7.302**	**8.348**
a dedurre:			
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(11)	(7)	(7)
	7.232	**7.295**	**8.341**

Le svalutazioni delle immobilizzazioni materiali di 1.026 miliardi di lire riguardano essenzialmente la svalutazione di assets minerari a seguito della diminuzione delle quotazioni internazionali del petrolio (923 miliardi di lire).

18) Proventi e oneri finanziari e rettifiche di valore di attività finanziarie

Proventi e rivalutazioni di partecipazioni

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Proventi da partecipazioni			
Plusvalenze da alienazioni	131	262	777
Dividendi	42	82	129
Altri	8	7	6
	181	**351**	**912**
Rivalutazioni di partecipazioni	127	177	131
	308	**528**	**1.043**

Le plusvalenze da alienazioni di 777 miliardi di lire riguardano principalmente il collocamento sul mercato di azioni ordinarie della Saipem SpA per 632 miliardi di lire e la cessione di azioni della Nuovo Pignone SpA per 103 miliardi di lire.

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

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Altri proventi finanziari			
Differenze attive di cambio	714	1.448	1.322
Proventi su titoli	586	476	341
Proventi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	164	206	197
Interessi attivi su crediti verso banche	137	117	172
Proventi su contratti derivati finanziari	281	233	171
Interessi attivi su crediti di imposta	179	143	128
Altri proventi finanziari	406	407	260
	2.467	**3.030**	**2.591**
Rivalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	44	14	12
	2.511	**3.044**	**2.603**

Interessi e altri oneri finanziari e svalutazioni di attività finanziarie

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Interessi e altri oneri finanziari			
Differenze passive di cambio	781	1.384	1.229
Interessi e altri oneri verso banche	1.652	1.558	899
Oneri su contratti derivati finanziari	275	221	172
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	132	88	79
Oneri su partecipazioni	53	241	48
Altri interessi e oneri finanziari	625	294	378
	3.518	**3.786**	**2.805**
Svalutazioni di attività finanziarie			
Svalutazioni di partecipazioni	64	172	228
Svalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	4	17	2
	68	**189**	**230**
	3.586	**3.975**	**3.035**

Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Immobilizzazioni materiali:			
- immobilizzazioni in corso	66	55	63
- impianti e macchinario	32	19	13
	98	**74**	**76**

19) Proventi e oneri straordinari

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Proventi straordinari			
Effetto della prima applicazione del principio contabile IAS 12 aggiornato			528
Plusvalenze da alienazioni	475	129	112
Altri proventi straordinari	193	148	151
	668	**277**	**791**
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- incentivazione esodo	(396)	(148)	(250)
- svalutazioni e minusvalenze	(182)	(222)	(757)
- altri	(25)	(49)	(69)
	(603)	(419)	(1.076)
Altri oneri straordinari netti	(212)	(241)	(189)
	(815)	**(660)**	**(1.265)**
	(147)	**(383)**	**(474)**

L'*effetto della prima applicazione del principio contabile IAS 12 aggiornato* riguarda le imposte differite attive nette risultanti dall'applicazione al 1° gennaio 1998 del nuovo principio contabile, così come indicato al punto "Modifica dei criteri di valutazione". Tale provento è stato rilevato dall'Eni nel bilancio consolidato redatto secondo gli U.S. GAAP negli esercizi precedenti in applicazione del principio SFAS 109.

Le *plusvalenze da alienazioni* riguardano essenzialmente le cessioni di partecipazioni e di immobilizzazioni materiali effettuate nell'ambito delle ristrutturazioni aziendali. Le plusvalenze dell'esercizio 1998 si riferiscono principalmente alla cessione di punti di vendita della rete italiana all'Erg Petroli SpA (68 miliardi di lire) e alla cessione della partecipazione nella Nuova Società di Telecomunicazioni SpA all'Albacom SpA (22 miliardi di lire).

Gli *oneri di ristrutturazione* riguardano i costi sostenuti o da sostenere nell'ambito di piani di ristrutturazione aziendale. Gli oneri dell'esercizio 1998 si riferiscono principalmente alla metallurgia non ferrosa nell'ambito del processo di dismissione (504 miliardi di lire), al settore Petrolchimica (280 miliardi di lire) e al settore Raffinazione e Marketing per la svalutazione della partecipazione nella Hotel Assets Ltd al fine di adeguarla al previsto prezzo di cessione (130 miliardi di lire).

Gli *altri oneri straordinari netti* riguardano essenzialmente contenziosi, rettifiche contabili e, limitatamente agli oneri, accantonamenti ai fondi per rischi ambientali.

20) Imposte sul reddito dell'esercizio

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Imposte correnti:			
- imprese italiane	3.021	3.152	2.377
- imprese estere operanti nel settore Esplorazione e Produzione	1.289	1.237	259
- altre imprese estere	91	78	82
	4.401	**4.467**	**2.718**
a dedurre:			
- crediti di imposta su dividendi non utilizzati per il pagamento delle imposte	(311)	(22)	(29)
	4.090	**4.445**	**2.689**
Imposte differite:			
- imprese italiane	114	(45)	130
- imprese estere operanti nel settore Esplorazione e Produzione	(18)	(30)	(41)
- altre imprese estere	10	(6)	30
	106	**(81)**	**119**
	4.196	**4.364**	**2.808**

Le imposte correnti dell'esercizio 1998 relative alle imprese italiane riguardano l'Irpeg per 1.846 miliardi di lire, l'Irap per 479 miliardi di lire e imposte estere per 23 miliardi di lire.

Le imposte correnti e differite dell'esercizio 1998 relative alle imprese estere operanti nel settore Esplorazione e Produzione diminuiscono di 989 miliardi di lire rispetto all'esercizio 1997. La diminuzione è connessa alla riduzione del risultato di esercizio conseguente alla flessione delle quotazioni internazionali del petrolio, alla riduzione della produzione in alcune aree nonché alla normativa fiscale dei diversi paesi in cui le stesse imprese operano.

Nel 1998 l'incidenza delle imposte dell'esercizio sull'utile prima delle imposte è stata del 39,8%, (45,3% nell'esercizio 1997). L'incidenza è stata calcolata detraendo dal risultato prima delle imposte (7.590 miliardi di lire) il provento straordinario di 528 miliardi di lire, relativo all'applicazione del nuovo criterio di determinazione delle imposte sul reddito differite (IAS 12 aggiornato), perché riguardante effetti economici pregressi e quindi non di competenza del reddito dell'esercizio.

L'aliquota teorica dell'esercizio 1998 determinata sulla base della configurazione del reddito imponibile dell'Eni secondo la disciplina fiscale italiana è del 46,3% (53,2% nell'esercizio 1997). La differenza tra l'aliquota teorica e quella effettiva è dovuta ai seguenti motivi:

	1997	1998
	%	%
Aliquota teorica	**53,2**	**46,3**
. storno dell'onere di imposta differito sulle differenze temporanee delle imprese incorporate	(6,7)	(5,6)
. maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	0,5	(1,8)
. tassazione di dividendi comunitari	0,6	0,2
. utilizzo di perdite fiscali pregresse non rilevate nell'esercizio della perdita	(1,1)	
. altre motivazioni	(1,2)	0,7
	(7,9)	(6,5)
Aliquota effettiva	**45,3**	**39,8**

21) Utile per azione

L'utile per azione indicato in calce allo schema di conto economico è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza dell'Eni per il numero medio ponderato delle azioni dell'Eni SpA in circolazione durante l'esercizio. Negli esercizi 1996 e 1997 il numero delle azioni in circolazione è stato di 7.999.205.453; nell'esercizio 1998 il numero delle azioni in circolazione è stato di 7.999.205.453 dal 1° gennaio al 21 settembre e di 8.000.161.453 dal 22 settembre al 31 dicembre a seguito dell'emissione di azioni assegnate gratuitamente a dirigenti nell'ambito del piano di incentivazione. Il numero medio delle azioni in circolazione nell'esercizio 1998 è stato di 7.999.469.990.

L'utile per azione degli esercizi 1996 e 1997 rideterminato sulla base del numero medio delle azioni in circolazione nell'esercizio 1998 è rimasto invariato rispetto a quello calcolato sul numero delle azioni in circolazione nei rispettivi esercizi.

22) Informazioni per settore di attività e per area geografica

Dall'esercizio 1998 le informazioni per settore di attività e area geografica sono coerenti alle previsioni del principio internazionale IAS 14. Le informazioni relative agli esercizi 1996 e 1997 sono state opportunamente adeguate; le attività direttamente attribuibili per area geografica di localizzazione sono indicate limitatamente all'esercizio 1998. I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per settore di attività

(miliardi di lire)

	Esplorazione e Produzione	Gas Naturale	Raffinazione e Marketing	Petrolchimica	Ingegneria e Servizi	Altre attività	Attività in corso di dismissione	Totale
1996								
Ricavi netti della gestione caratteristica (a)	12.736	18.108	21.930	9.803	4.939	561	1.752	
a dedurre: ricavi infrasettori	(7.309)	(1.116)	(1.819)	(659)	(779)	(401)	(65)	
Ricavi da terzi	5.427	16.992	20.111	9.144	4.160	160	1.687	57.681
Risultato operativo (b)	5.056	3.919	415	196	308	(190) (c)	(100)	9.604
Attività direttamente attribuibili (d)	15.572	21.269	14.066	7.424	9.382	1.106	709	69.528
Attività non direttamente attribuibili (e)								13.502
Passività direttamente attribuibili (f)	6.043	4.461	6.163	2.388	9.695	1.219	412	30.381
Passività non direttamente attribuibili (e)								52.649
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.220	2.337	1.131	305	277	52	20	7.342
Ammortamenti e svalutazioni (g)	3.230	1.800	1.391	564	158	48	41	7.232
1997								
Ricavi netti della gestione caratteristica (a)	13.354	19.333	22.914	9.653	5.595	807	898	
a dedurre: ricavi infrasettori	(7.053)	(817)	(1.884)	(669)	(851)	(558)	(4)	
Ricavi da terzi	6.301	18.516	21.030	8.984	4.744	249	894	60.718
Risultato operativo (b)	5.015	3.895	1.118	362	327	(267) (c)	(103)	10.347
Attività direttamente attribuibili (d)	17.949	21.595	13.085	7.053	3.888	1.043	540	65.153
Attività non direttamente attribuibili (e)								21.316
Passività direttamente attribuibili (f)	5.761	4.306	5.444	2.129	3.610	1.365	316	22.931
Passività non direttamente attribuibili (e)								63.538
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	4.496	1.707	959	348	459	66	38	8.073
Ammortamenti e svalutazioni (g)	(3.660)	(1.970)	(871)	(512)	(168)	(59)	(55)	(7.295)
1998								
Ricavi netti della gestione caratteristica (a)	10.080	18.636	20.023	7.338	6.483	1.069	488	
a dedurre: ricavi infrasettori	(5.626)	(683)	(1.449)	(506)	(794)	(748)	(1)	
Ricavi da terzi	4.454	17.953	18.639	7.532	5.689	321	487	54.875
Risultato operativo (b)	1.150	4.866	1.413	0	384	(325) (c)	(111)	7.377
Attività direttamente attribuibili (d)	17.626	20.824	13.002	6.584	4.340	1.271	202	64.349
Attività non direttamente attribuibili (e)								15.689
Passività direttamente attribuibili (f)	5.475	4.466	5.259	1.839	4.186	1.586	192	23.003
Passività non direttamente attribuibili (e)								57.035
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	5.581	1.783	1.135	640	685	118	33	9.975
Ammortamenti e svalutazioni (g)	(4.596)	(2.077)	(903)	(493)	(210)	(60)	(2)	(8.341)

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Si intendono i ricavi della gestione caratteristica e gli altri ricavi e proventi al netto dei costi della produzione ad essi correlati indicati nella nota n. 17.

(c) Comprende il risultato operativo attribuibile all'Eni SpA - Corporate, non significativo.

(d) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(e) Non comprendono risconti attivi per interessi impliciti che sono stati classificati a riduzione dei corrispondenti debiti finanziari (787, 849 e 742 miliardi di lire rispettivamente per gli esercizi 1996, 1997 e 1998).

(f) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

(g) Si intendono gli ammortamenti e le svalutazioni delle immobilizzazioni come indicati alla nota n. 17.

Informazioni per area geografica

Attività e investimenti per area geografica di localizzazione

(miliardi di lire)

	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Africa	Americhe	Asia	Altre aree	Totale
1996								
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	4.580	580	468	1.299	167	246	2	7.342
1997								
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	4.350	925	592	1.751	279	174	2	8.073
1998								
Attività direttamente attribuibili (a)	41.846	5.949	3.138	9.089	2.233	2.009	35	64.349
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	4.909	850	900	2.136	506	667	7	9.975

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Italia	37.347	38.559	34.966
Resto dell'Unione Europea	7.843	8.098	6.465
Resto dell'Europa	3.218	3.456	3.363
Africa	1.944	2.259	2.246
Americhe	4.386	4.519	4.709
Asia	2.714	3.791	3.091
Altre aree	229	36	35
	57.681	**60.718**	**54.875**

Le esportazioni dall'Italia a clienti esteri sono state pari a 5.903, 6.612 e 6.147 miliardi di lire rispettivamente per il 1996, 1997 e 1998.

23) Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'Eni utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Questi strumenti riguardano sia attività e passività iscritte sia contratti relativi essenzialmente a rischi fuori bilancio. Le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari, inclusi i contratti derivati, sono riportate di seguito:

- *Titoli:* il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base del valore di mercato.
- *Partecipazioni immobilizzate valutate al costo:* per le partecipazioni immobilizzate valutate al costo, che non sono trattate nei mercati regolamentati e per le quali non è disponibile il valore di mercato, la stima del valore di mercato non è stata effettuata tenuto conto della non significatività del valore e degli eccessivi costi che avrebbe comportato.
- *Partecipazioni non immobilizzate:* le partecipazioni non immobilizzate dell'Eni sono trattate in mercati regolamentati, il valore di mercato è pertanto rappresentato dalla loro quotazione.
- *Crediti esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri applicando i tassi di interesse che l'Eni avrebbe potuto ottenere su crediti analoghi. Le differenze tra il valore contabile e il valore di mercato dei crediti al 31 dicembre 1997 e 1998 esigibili oltre l'esercizio successivo non erano rilevanti e quindi non sono state incluse nella tabella successiva.
- *Crediti esigibili entro l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei crediti esigibili entro l'esercizio successivo non è indicato in quanto pressoché equivalente al relativo valore contabile.

- *Obbligazioni, debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine:* il valore di mercato delle obbligazioni e dei debiti finanziari a lungo termine, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.
- *Debiti finanziari a breve termine:* il valore contabile dei debiti finanziari a breve termine approssima il valore di mercato considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra l'accensione del prestito e la sua scadenza.
- *Debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Le differenze tra il valore contabile e il valore di mercato dei debiti commerciali e diversi al 31 dicembre 1997 e 1998 esigibili oltre l'esercizio successivo non erano rilevanti e quindi non sono state incluse nella tabella successiva.

(miliardi di lire)

	31.12.1997		31.12.1998	
	Valore contabile	Valore di mercato	**Valore contabile**	**Valore di mercato**
Titoli e partecipazioni non immobilizzati	5.101	5.233	2.955	3.070
Obbligazioni e debiti finanziari a lungo termine, inclusa la quota a breve e detratti gli interessi impliciti iscritti alla voce "Ratei e risconti" dell'attivo patrimoniale	11.950	12.170	10.606	10.893

- *Contratti derivati:* il valore di mercato dei contratti derivati generalmente riflette l'ammontare stimato che l'Eni dovrebbe pagare o ricevere per porre termine ai contratti alla data di riferimento includendo, quindi, gli utili o le perdite non realizzati relativi ai contratti ancora aperti. Per stimare il valore di mercato dei contratti derivati dell'Eni sono state utilizzate le quotazioni degli operatori di borsa o adeguati modelli di pricing. Il valore contabile posto a confronto con il valore di mercato rappresenta l'ammontare dei differenziali dei tassi di interesse e dei tassi di cambio maturati ma non ancora liquidati alla chiusura dell'esercizio nonché l'adeguamento al cambio di fine esercizio dei contratti derivati su tassi di cambio relativi a attività e passività monetarie iscritte in bilancio. Il valore contabile e il valore di mercato non sono pertanto comparabili.

(miliardi di lire)

	31.12.1997		31.12.1998	
	Valore contabile	Valore di mercato	**Valore contabile**	**Valore di mercato**
Contratti derivati su tassi di interesse:				
- attività	42	181	36	186
- passività	(131)	(185)	(71)	(141)
Contratti derivati su tassi di cambio:				
- attività	170	188	173	323
- passività	(93)	(119)	(48)	(66)

24) Numero dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

	Imprese consolidate integralmente			Imprese consolidate proporzionalmente		
	1996	1997	**1998**	1996	1997	**1998**
Dirigenti	2.085	1.986	1.944	9	19	20
Quadri	8.658	8.590	8.949	120	117	118
Impiegati	39.257	36.909	35.800	878	981	854
Operai	34.643	31.434	30.874	680	775	733
Totale	**84.643**	**78.919**	**77.567**	**1.687**	**1.892**	**1.725**

Il numero medio è calcolato come semisomma del numero dei dipendenti all'inizio e alla fine dell'esercizio determinato per aree di consolidamento omogenee.

25) Ammontare dei compensi agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci dell'Eni SpA per l'esercizio 1998 ammontano rispettivamente a 5,5 e 0,5 miliardi di lire; sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto la carica di amministratore o di sindaco anche per una frazione di anno.

I suddetti compensi comprendono gli emolumenti, i benefici di natura non monetaria, i bonus e gli altri incentivi, i gettoni di presenza e i rimborsi spese forfettari spettanti per lo svolgimento della funzione nonché i compensi spettanti per lo svolgimento di tali funzioni in altre imprese incluse nell'area di consolidamento. Per gli amministratori investiti di particolari cariche, dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento, i compensi sono comprensivi della retribuzione derivante dal contratto di lavoro subordinato e dell'accantonamento dell'esercizio al trattamento di fine rapporto. Inoltre, in occasione della cessazione del rapporto di lavoro, i compensi comprendono anche eventuali somme aggiuntive al trattamento di fine rapporto. I compensi indicati sono individuati con riferimento a quelli che le leggi tributarie assoggettano a tassazione.

26) Rapporti con parti correlate

Secondo quanto previsto dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa con le comunicazioni n. 97001574 del 20 febbraio 1997 e n. 98015375 del 27 febbraio 1998, si illustrano di seguito i principali rapporti con parti correlate.

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento e le imprese collegate dell'Eni SpA sono indicate nell'elenco allegato; delle operazioni compiute con le imprese possedute o controllate dallo Stato si indicano, per rilevanza, soltanto quelle riguardanti l'Enel SpA, la società elettrica nazionale italiana.

Di seguito sono evidenziati gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi

(miliardi di lire)

Denominazione	31.12.1998				1998			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Costi		Ricavi	
					Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese collegate								
Polimeri Europa Srl	129	10	13		133	41	962	6
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		44				958	1	
Port Said Oil Co		80				347		
Petrobel Belayim Petroleum Co		37				324	1	2
Saras SpA Raffinerie Sarde	17	23			81	312	169	3
Agip Oil Company Ltd	77	64				309	8	31
Raffineria di Milazzo SpA	32	17				206	51	12
Serfactoring SpA		198						
Superoctanos Ca	3	17			194			1
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	23					1	149	
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA				99				
Supermetanol Ca	1	4	1		58			1
Altre	231	182	66		86	311	557	82
	513	**676**	**80**	**99**	**552**	**2.809**	**1.898**	**138**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento								
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		31				225		2
Consorzio Eni per l'Alta Velocità Cepav Uno	69	352	1				2	
Hotel Assets Ltd			69					
Altre	92	111	87		13	41	77	38
	161	**494**	**157**		**13**	**266**	**79**	**40**
Imprese possedute o controllate dallo Stato								
Enel SpA	178	127				275	1.256	547
	852	**1.297**	**237**	**99**	**565**	**3.350**	**3.233**	**725**

Rapporti finanziari

(miliardi di lire)

Denominazione	31.12.1998			1998	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese collegate					
Polimeri Europa Srl	618	1	116		43
Supermetanol Ca			214		
Superoctanos Ca			209		
Serfactoring SpA	168			1	4
Raffineria di Milazzo SpA			129		
Altre	291	58	144	3	14
	1.077	**59**	**812**	**4**	**61**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	733		495		63
Agricoltura SpA (in liquidazione)	2	521	9	28	
Hotel Assets Ltd			320		
Altre	129	98	66	6	11
	864	**619**	**890**	**34**	**74**
	1.941	**678**	**1.702**	**38**	**135**

I rapporti commerciali con la Polimeri Europa riguardano essenzialmente la vendita di prodotti della petrolchimica di base, quelli finanziari si riferiscono a crediti condizionati strumentali all'attività operativa mentre le garanzie sono state concesse a fronte di finanziamenti bancari. I rapporti con la Bayernoil Raffineriegesellschaft, con la Saras Raffinerie Sarde e con la Raffineria di Milazzo sono relativi a prestazioni per la raffinazione di olio greggio di petrolio nonché limitatamente alla Raffineria di Milazzo, anche alla concessione di garanzie a fronte di finanziamenti bancari. I rapporti con l'Agip Oil Company, la Petrobel Belayim Petroleum e la Port Said Oil Company riguardano servizi di esplorazione e produzione mineraria. I rapporti con la Serfactoring sono relativi a operazioni di fattorizzazione e alla concessione di finanziamenti. I rapporti con la Superoctanos e la Supermetanol riguardano l'acquisto di additivi per le benzine nonché la concessione di garanzie relative a finanziamenti bancari. I rapporti con il Gruppo Distribuzione Petroli riguardano la vendita di prodotti petroliferi per la distribuzione extra-rete.

I rapporti con la Trasmediterranean Pipeline sono relativi a finanziamenti e garanzie per la concessione di prestiti bancari finalizzati alla realizzazione della rete di trasporto del gas naturale nonché a prestazioni di trasporto. I rapporti con il Consorzio Cepav Uno riguardano essenzialmente gli anticipi ricevuti a fronte dei lavori da eseguire. I rapporti con la Hotel Assets sono relativi al rilascio di garanzie principalmente per la concessione di finanziamenti bancari. Il debito finanziario verso l'Agricoltura (in liquidazione) si riferisce a depositi temporanei di disponibilità presso le società finanziarie dell'Eni.

I rapporti con l'Enel sono relativi alla vendita e al trasporto di gas naturale, alla vendita di olio combustibile nonché alla compravendita di energia elettrica.

SCHEMI DI BILANCIO RICLASSIFICATI SECONDO I PRINCIPI CONTABILI INTERNAZIONALI

L'Eni, in quanto società le cui azioni sono quotate al New York Stock Exchange, è tenuta a presentare alla Security Exchange Commission (SEC) il bilancio redatto secondo i principi contabili generalmente accettati negli U.S.A. (U.S. GAAP). Per assicurare l'eguaglianza dell'informativa, vengono di seguito riportati gli schemi dello stato patrimoniale e del conto economico riclassificati in conformità ai principi contabili internazionali corredati dalla riconciliazione del risultato e del patrimonio netto determinati secondo gli U.S. GAAP.

Stato patrimoniale

(milioni di €)			(miliardi di lire)
31.12.1998		31.12.1997	**31.12.1998**
	ATTIVITÀ		
	Attività correnti:		
779	Disponibilità liquide	3.071	1.509
1.395	Titoli	4.760	2.701
9.168	Crediti	19.578	17.753
	Rimanenze:		
1.110	*Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi*	2.550	2.149
485	*Prodotti chimici*	1.003	939
340	*Lavori in corso su ordinazione - contratti a lungo termine*	573	659
507	*Altre*	964	981
2.442	Totale rimanenze	5.090	4.728
263	Ratei e risconti attivi	839	509
14.047	***Totale attività correnti***	**33.338**	**27.200**
	Attività non correnti:		
20.871	Immobilizzazioni materiali	39.967	40.413
2.907	Crediti	6.360	5.629
1.382	Partecipazioni	2.869	2.675
1.776	Immobilizzazioni immateriali	3.271	3.438
353	Altre attività	664	683
27.289	***Totale attività non correnti***	**53.131**	**52.838**
41.336	**Totale attività**	**86.469**	**80.038**
	PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
	Passività correnti:		
3.988	Debiti finanziari a breve termine	13.747	7.722
960	Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine	1.596	1.859
3.511	Debiti commerciali	6.764	6.798
1.125	Anticipi	2.030	2.179
1.740	Debiti tributari	4.199	3.369
2.512	Ratei e risconti passivi e altri debiti	5.116	4.863
13.836	***Totale passività correnti***	**33.452**	**26.790**
	Passività non correnti:		
4.517	Debiti finanziari a lungo termine	10.354	8.747
356	Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	978	689
3.246	Fondi per rischi e oneri	6.013	6.286
1.463	Fondo imposte	3.350	2.833
528	Ratei e risconti passivi e altri debiti	870	1.022
10.110	***Totale passività non correnti***	**21.565**	**19.577**
23.946	***Totale passività***	**55.017**	**46.367**
1.234	***Capitale e riserve di terzi azionisti***	**1.781**	**2.390**
	Patrimonio netto dell'Eni:		
4.132	Capitale sociale, interamente versato e costituito da 8.000.161.453 azioni (7.999.205.453 azioni al 31 dicembre 1997) del valore nominale di lire 1.000	7.999	8.000
9.696	Riserve	16.554	18.774
2.328	Utile dell'esercizio	5.118	4.507
16.156	***Totale patrimonio netto dell'Eni***	**29.671**	**31.281**
41.336	**Totale passività e patrimonio netto**	**86.469**	**80.038**

Conto economico

(milioni di €)				(miliardi di lire)
1998		1996	1997	**1998**
	Ricavi:			
28.341	Ricavi netti della gestione caratteristica	57.681	60.718	54.875
727	Altri ricavi e proventi	1.288	1.192	1.408
29.068	**Totale ricavi**	**58.969**	**61.910**	**56.283**
	Costi operativi:			
18.033	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	36.167	38.362	34.917
2.917	Costo lavoro	5.966	5.906	5.648
8.118	**Margine operativo lordo**	**16.836**	**17.642**	**15.718**
4.308	Ammortamenti e svalutazioni	7.232	7.295	8.341
3.810	**Utile operativo**	**9.604**	**10.347**	**7.377**
	Proventi e (oneri) finanziari e su partecipazioni:			
(41)	Interessi, differenze di cambio e oneri assimilati netti	(361)	(443)	(80)
396	Proventi (oneri) su partecipazioni	191	115	767
355	**Totale proventi e (oneri) finanziari e su partecipazioni**	**(670)**	**(328)**	**687**
4.165	Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	8.934	10.019	8.064
(518)	Proventi (oneri) straordinari prima dello IAS 12 aggiornato (a)	(147)	(383)	(1.002)
3.647	**Utile prima delle imposte e dello IAS 12 aggiornato** (b)	**8.787**	**9.636**	**7.062**
273	Effetto della prima applicazione dello IAS 12 aggiornato (b)			528
(1.450)	*Imposte sul reddito*	(4.196)	(4.364)	(2.808)
2.470	Utile prima degli interessi di terzi azionisti	4.591	5.272	4.782
(142)	Utile di terzi azionisti	(140)	(154)	(275)
2.328	**Utile dell'esercizio**	**4.451**	**5.118**	**4.507**
0,29 euro	**Utile per azione (calcolato su 7.999.469.990 azioni)**	**556 lire**	**640 lire**	**563 lire**
2,91 euro	**Utile per ADS (calcolato su 10 azioni per ADS)**	**5.564 lire**	**6.398 lire**	**5.634 lire**

(a) Prima delle imposte sul reddito.

(b) L'effetto dello IAS 12 aggiornato è stato imputato tra i proventi straordinari ed è stato indicato separatamente ai soli fini espositivi. Vedi nota 19 al bilancio consolidato.

PRINCIPI CONTABILI GENERALMENTE ACCETTATI NEGLI USA (U.S. GAAP)

Il bilancio consolidato dell'Eni è stato redatto applicando i principi italiani che differiscono per alcuni aspetti dagli U.S. GAAP. Nei punti successivi sono indicate le differenze significative nonché i loro effetti approssimati sull'utile e sul patrimonio netto.

1) Riepilogo delle differenze significative tra i principi contabili italiani e gli U.S. GAAP

Definizione dell'area di consolidamento
Secondo i principi contabili italiani, l'area di consolidamento comprende anche le imprese controllate direttamente o indirettamente dall'impresa consolidante per effetto della disponibilità di voti sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria, ma inferiori alla maggioranza.

Secondo gli U.S. GAAP queste partecipazioni sono valutate applicando il criterio del patrimonio netto.

Il 23 marzo 1998, si è concluso il collocamento sul mercato di 115 milioni di azioni ordinarie della Saipem SpA riservato agli investitori professionali italiani e istituzionali esteri. In particolare il collocamento ha riguardato 40 milioni di nuove azioni derivanti dall'aumento del capitale sociale della Saipem SpA e 75 milioni di azioni di proprietà dell'Eni SpA. Con il collocamento la partecipazione diretta e indiretta dell'Eni nella Saipem SpA è scesa da circa il 66% a circa il 43% del capitale sociale senza mutare il controllo. Nell'adeguamento del bilancio consolidato dell'esercizio 1998 ai fini U.S. GAAP, la partecipazione nella Saipem SpA e nella Società Italiana per il Gas pA, ugualmente controllata dall'Eni attraverso la disponibilità di quote azionarie inferiori alla maggioranza, nonché le rispettive imprese controllate sono state escluse dall'area di consolidamento e valutate con il criterio del patrimonio netto.

Costi di esplorazione e produzione
Secondo i principi contabili italiani, i costi di ricerca, compresi quelli relativi ai pozzi esplorativi, sono dapprima imputati all'attivo patrimoniale e poi immediatamente ammortizzati (ossia imputati al conto economico nell'esercizio di sostenimento). Questi costi di ricerca sono pertanto ricompresi nella voce "Ammortamenti e svalutazioni". I costi relativi all'attività di sviluppo imputati all'attivo patrimoniale sono ammortizzati secondo il metodo U.O.P. ("unit of production"), basato sul rapporto tra le riserve di petrolio e gas naturale estratte e le riserve di petrolio e gas naturale certe e sviluppate esistenti alla fine dell'esercizio, incrementate dei volumi estratti nell'esercizio stesso.

Il metodo dello "sforzo coronato da successo" definito dagli U.S. GAAP per l'attività di esplorazione e produzione prevede che i costi relativi ai pozzi esplorativi siano iscritti all'attivo patrimoniale in attesa dell'esito minerario. In caso di esito minerario negativo i costi sostenuti sono imputati al conto economico; se si accerta l'esistenza di riserve certe, i costi sostenuti sono ammortizzati con il metodo U.O.P. dall'inizio della produzione.

I costi relativi all'attività di sviluppo sono trattati analogamente ai principi contabili italiani.

Ai fini della presente informativa, per ogni esercizio presentato, i costi di ricerca relativi ai pozzi esplorativi, imputati al conto economico ai fini dei principi contabili italiani, sono stati imputati all'attivo patrimoniale secondo il metodo dello "sforzo coronato da successo" e ne è stato rideterminato l'ammortamento applicando il metodo U.O.P.

Imposte sul reddito
Secondo i principi contabili italiani, le imposte dovute in caso di distribuzione o comunque di realizzo delle riserve di patrimonio netto delle imprese consolidate o valutate con il criterio del patrimonio netto sono accantonate nei limiti in cui se ne prevede il sostenimento. Gli U.S. GAAP prevedono che le imposte sul reddito siano contabilizzate applicando lo Statement of Financial Accounting Standard n. 109 "Accounting for Income Taxes" ("SFAS 109") secondo il quale le imposte sulle riserve di patrimonio netto sono comunque accantonate indipendentemente dalle previsioni di sostenimento. È tuttavia consentito non accantonare le imposte sulle riserve di cui non si prevede l'utilizzo se appartenenti a imprese estere. L'effetto di imposta indicato al successivo punto 2 è stato calcolato avvalendosi di tale facoltà.

Rivalutazione delle immobilizzazioni
Alcune categorie di immobilizzazioni sono state rivalutate in esercizi precedenti (1983 e precedenti e 1991) in conformità alle diverse leggi italiane succedutesi in materia. Queste rivalutazioni non sono consentite dagli U.S. GAAP. Le rettifiche indicate al successivo punto 2 riguardano l'effetto del ricalcolo dell'ammortamento sulla base del costo storico nonché l'eliminazione di dette rivalutazioni e del relativo fondo ammortamento.

Ammortamenti
In conformità ad una prassi diffusa in Italia, l'ammortamento di alcune categorie di immobilizzazioni materiali è effettuato, a quote costanti, applicando i coefficienti definiti dall'Amministrazione finanziaria sulla base di studi tecnici effettuati per categorie omogenee di settore. Ai fini U.S. GAAP la durata dell'ammortamento per alcune categorie di beni è stata allineata a quella applicata a livello internazionale, come segue:

			%
Fabbricati	3	-	10
Impianti e macchinario	4	-	25
Gasdotti, acquedotti, attrezzature relative e mezzi navali	4	-	5
Attrezzature industriali e commerciali	10	-	25

Interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale
L'Eni imputa gli interessi passivi all'attivo patrimoniale solo quando si realizzano determinate condizioni riguardanti i beni costruiti in economia.

Gli U.S. GAAP prevedono l'obbligo di imputare all'attivo patrimoniale tutti gli interessi sostenuti, fino al momento in cui i beni di investimento sono atti all'uso, che si sarebbero potuti risparmiare se l'investimento non fosse stato fatto.

La rettifica indicata alla voce "Interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale" del successivo punto 2 rappresenta l'effetto derivante dall'applicazione del suddetto principio determinato sulla base dei costi per interessi sostenuti nel corso di ciascun periodo. L'ammortamento dei maggiori interessi imputati all'attivo patrimoniale è indicato nella riconciliazione con gli U.S. GAAP alla voce "Ammortamenti".

Titoli
Secondo i principi contabili italiani, i titoli sono iscritti al minore valore tra il costo di acquisto e il mercato.

Secondo gli U.S. GAAP, i titoli sono iscritti al valore di mercato. L'applicazione da parte dell'Eni del differente criterio non determina effetti rilevanti sul patrimonio netto e sul risultato dell'esercizio.

Contratti derivati
L'Eni valuta i contratti derivati con finalità di copertura che non sono a fronte di specifiche operazioni coerentemente alla natura delle operazioni coperte.

Secondo gli U.S. GAAP, i contratti derivati che non sono a copertura di specifiche operazioni sono valutati al valore di mercato. Per i periodi considerati, gli effetti dell'applicazione dei principi U.S. GAAP non sono significativi.

Ricavi
I principi contabili italiani classificano come ricavi alcuni proventi che secondo gli U.S. GAAP sono considerati proventi non operativi ovvero elementi rettificativi dei costi. L'effetto di tale differenza è riportato nell'analisi dell'utile operativo per settore indicata al successivo punto 2.

Proventi e oneri straordinari
I principi contabili italiani relativi all'identificazione delle voci di carattere straordinario differiscono dagli U.S. GAAP. 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 diversi della gestione ordinaria. I proventi e gli oneri riclassificati nelle voci del risultato operativo sono compresi nell'utile operativo per settore di attività indicato al successivo punto 2.

Vendita di titoli di Stato
L'Eni ha considerato la cessione 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 al conto economico. Secondo gli U.S. GAAP, l'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. I proventi e gli oneri derivanti da queste operazioni non sono significativi.

Riclassificazione delle rimanenze
L'Eni iscrive tra le rimanenze il gas naturale stoccato nei giacimenti e destinato alla modulazione delle scorte in funzione delle esigenze di vendita nonché il greggio e i prodotti petroliferi che costituiscono scorte obbligatorie. Tali rimanenze sono valutate secondo il criterio del minore valore tra il costo e il mercato.

Secondo gli U.S. GAAP, i costi relativi a tali riserve di gas naturale, greggio e prodotti petroliferi sono iscritti tra le immobilizzazioni materiali.

Azioni assegnate ai dipendenti
Secondo i principi contabili italiani le azioni emesse a favore dei dipendenti, aumentando gratuitamente il capitale con l'utilizzo degli utili dell'esercizio o di esercizi precedenti, sono rilevate come destinazione di utili per ammontare corrispondente al loro valore nominale.

Secondo gli U.S. GAAP tali azioni sono rilevate come costo da imputare al conto economico in contropartita al patrimonio netto nell'esercizio di assegnazione, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che ad esse viene attribuita. Il costo è rappresentato dal valore di mercato alla data di assegnazione di azioni aventi uguali caratteristiche.

L'Eni ha emesso azioni da assegnare gratuitamente ai dipendenti per la prima volta nel corso dell'esercizio 1998. Il costo di tali azioni è indicato al successivo punto 2 tra le variazioni dell'utile dell'esercizio approssimato secondo gli U.S. GAAP.

Utile per azione
L'Eni indica in calce allo schema di conto economico consolidato l'utile per azione, che è ottenuto dividendo l'utile del periodo di competenza dell'Eni per il numero medio ponderato delle azioni ordinarie in circolazione durante il periodo stesso.

Gli U.S. GAAP prevedono che l'utile per azione sia calcolato applicando lo Statement of Financial Accounting Standard n. 128, "Earnings per Share" (SFAS 128). Questo principio prevede due differenti calcoli dell'utile per azione: l'utile per azione semplice ("basic") e l'utile per azione diluito ("diluted").

L'utile per azione semplice corrisponde a quello indicato dall'Eni nel proprio bilancio consolidato mentre l'utile per azione diluito è calcolato tenendo conto dell'effetto della diluizione derivante dalla possibile emissione di azioni ordinarie a seguito dell'esercizio di diritti concessi dall'impresa. Questa fattispecie non è presente nell'Eni pertanto il principio non ha alcun effetto.

Margine operativo lordo
Il margine operativo lordo corrisponde alla differenza fra i ricavi totali e i costi operativi, esclusi gli ammortamenti e le svalutazioni. Gli U.S. GAAP non prevedono l'indicazione del margine operativo lordo.

Utile complessivo
Gli U.S. GAAP prevedono che il risultato netto del periodo sia rettificato, a titolo informativo, applicando lo Statement of Financial Accounting Standard n. 130, "Reporting Comprehensive Income" (SFAS 130). Le rettifiche riguardano le variazioni del patrimonio netto escluse dal conto economico e non derivanti da rapporti con gli azionisti. Lo SFAS 130 è entrato in vigore dai bilanci infrannuali o annuali successivi al 15 dicembre 1997.

L'applicazione di questo principio è indicata al successivo punto 2 nella riconciliazione del risultato di esercizio e del patrimonio netto determinati secondo i principi contabili italiani e secondo gli U.S. GAAP.

Informazioni per settore di attività e area geografica
Nel mese di giugno 1997, il Financial Accounting Standards Board ha emesso lo Statement of Financial Accounting Standard n. 131 "Disclosures about Segments of an Enterprise and Related Information" (SFAS 131). Questo principio definisce i criteri per determinare le informazioni per settori di attività da fornire nel bilancio annuale e prevede specifiche informazioni da fornire nei bilanci infrannuali. Inoltre definisce i criteri per le informazioni relative ai prodotti e servizi, alle aree geografiche e ai clienti più significativi. Lo SFAS 131 è applicabile ai bilanci relativi ai periodi che iniziano dopo il 15 dicembre 1997 e prevede che nel primo semestre di applicazione le informazioni relative agli esercizi precedenti vengano opportunamente adeguate. Le informazioni per settore di attività e per area geografica fornite alla nota n. 22 sono coerenti con i criteri con cui l'Eni controlla le proprie attività, conseguentemente l'applicazione di questo principio non ha effetto per l'Eni.

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

Di seguito sono riepilogate le rettifiche più rilevanti dell'utile degli esercizi 1996, 1997 e 1998 e del patrimonio netto al 31 dicembre 1997 e 1998 che sarebbero necessarie qualora ai fini del bilancio consolidato venissero applicati gli U.S. GAAP invece dei principi contabili italiani:

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Utile dell'esercizio risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	**4.451**	**5.118**	**4.507**
Variazione in aumento (diminuzione) dell'utile netto:			
- storno dell'effetto della prima applicazione del principio IAS 12 aggiornato rilevato ai fini U.S. GAAP negli esercizi precedenti			(528)
- ammortamenti (a)	624	554	368
- rilevazione dei costi di ricerca di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo" (b)	188	197	(65)
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale (a)	105	164	147
- azioni gratuite assegnate ai dipendenti			(9)
- imposte sul reddito (a) (c)	(299)	2.642	(446)
- effetto della differenza dei criteri Italian GAAP/U.S. GAAP sulla valutazione al patrimonio netto delle imprese escluse dall'area di consolidamento U.S. GAAP (a)			43
- altre rettifiche		(10)	(19)
- effetto delle rettifiche U.S. GAAP sull'utile di terzi azionisti (a)	(42)	(175)	(1)
Rettifiche nette	**576**	**3.372**	**(510)**
Utile dell'esercizio approssimato secondo gli U.S. GAAP	**5.027**	**8.490**	**3.997**
Utile semplice per azione (calcolato su 7.999.469.990 azioni) (d)	**628**	**1.061**	**500**
Utile per ADS (calcolato su 10 azioni per ADS) (d)	**6.284**	**10.614**	**4.997**
Altre componenti dell'utile complessivo dell'esercizio al lordo delle imposte (e):			
- differenze di cambio da conversione dei bilanci dell'esercizio in moneta estera	(435)	1.291	(560)
- differenze di cambio da conversione realizzate nell'esercizio	11	(126)	(79)
- riserva da consolidamento		18	(6)
Totale	**(424)**	**1.183**	**(645)**
Utile complessivo dell'esercizio approssimato secondo gli U.S. GAAP	**4.603**	**9.673**	**3.352**

(a) Per comparare la riconciliazione agli U.S. GAAP dell'esercizio 1998 con quella degli esercizi precedenti è necessario tenere conto dell'esclusione dall'area di consolidamento U.S. GAAP, effettuata nel 1998, delle imprese controllate dall'Eni per effetto delle disponibilità di diritti di voto sufficienti ad esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria, ma inferiori alla maggioranza. Gli effetti di questa esclusione hanno interessato le seguenti variazioni:

(miliardi di lire)

	1998
- ammortamenti	(156)
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	(6)
- imposte sul reddito	50
- effetto delle rettifiche U.S. GAAP sull'utile di terzi azionisti	69
	(43)
- Effetto della differenza dei criteri Italian GAAP/U.S. GAAP sulla valutazione al patrimonio netto delle imprese escluse dall'area di consolidamento U.S. GAAP	43

(b) Nell'esercizio 1998 l'Eni ha effettuato rilevanti svalutazioni degli assets minerari a seguito della diminuzione delle quotazioni internazionali del petrolio. Ai fini U.S. GAAP il valore degli assets minerari è più elevato rispetto a quello dei principi Italian GAAP pertanto la svalutazione è stata più significativa e ha inciso in misura rilevante nella riconciliazione del risultato.

(c) Il dettaglio delle rettifiche delle imposte sul reddito relative agli esercizi 1996, 1997 e 1998 è riepilogato nella seguente tabella:

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Imposte differite sulle rettifiche U.S. GAAP	(400)	(243)	(428)
Storno di imposte differite attive rilevate ai fini U.S. GAAP in esercizi precedenti	(367)	48	(240)
Imposte differite dovute in caso di distribuzione di riserve	468	(218)	222
Storno di imposte differite a seguito della riforma fiscale		2.521	
Imposte differite sull'attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA		534	
	(299)	2.642	(446)

Lo storno di imposte differite a seguito della riforma fiscale riguarda per 1.841 miliardi di lire l'adeguamento delle imposte differite sulle riserve di utili stanziate negli esercizi precedenti in conformità allo SFAS 109, considerando che nell'esercizio 1997 queste riserve sono state assoggettate in parte a imposta sostitutiva e in parte a minore imposizione fiscale a seguito dell'introduzione dell'Irap.

(d) Importi in lire.

(e) Gli effetti fiscali differiti delle differenze di cambio da conversione non sono rilevati avvalendosi della facoltà prevista dallo SFAS 109 di non calcolare le imposte sulle riserve di patrimonio delle imprese estere nei limiti in cui non è previsto l'utilizzo.

(miliardi di lire)

	31.12.1997	31.12.1998
Patrimonio netto risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	**29.671**	**31.281**
Variazione in aumento (diminuzione) del patrimonio netto:		
- immobilizzazioni (a) (b)	5.971	5.114
- rilevazione dei costi di ricerca di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	3.835	3.593
- effetto della differenza dei criteri Italian GAAP/U.S. GAAP sulla valutazione al patrimonio netto delle imprese escluse dall'area di consolidamento U.S. GAAP (b)		289
- imposte sul reddito (b)	(4.039)	(4.198)
- effetto delle rettifiche U.S. GAAP sul capitale e riserve di terzi (b)	(328)	15
Rettifiche nette	**5.439**	**4.813**
Patrimonio netto approssimato secondo gli U.S. GAAP	**35.110**	**36.094**

(a) Il dettaglio delle rettifiche delle immobilizzazioni è riepilogato nella seguente tabella:

(miliardi di lire)

	31.12.1997	31.12.1998
Effetto dell'utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	5.486	4.672
Effetto netto dell'imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	1.325	1.223
Effetto netto dell'eliminazione delle rivalutazioni	(840)	(781)
	5.971	5.114

(b) Per comparare la riconciliazione agli U.S. GAAP dell'esercizio 1998 con quella dell'esercizio 1997 è necessario tenere conto dell'esclusione dall'area di consolidamento U.S. GAAP, effettuata nel 1998, delle imprese controllate dall'Eni per effetto della disponibilità di diritti di voto sufficienti per esercitare un'influenza dominante nell'Assemblea ordinaria, ma inferiori alla maggioranza. Gli effetti di questa esclusione hanno interessato le seguenti variazioni:

(miliardi di lire)

	31.12.1998
Immobilizzazioni	(1.511)
Imposte sul reddito	308
Effetto delle rettifiche U.S. GAAP sul capitale e sulle riserve di terzi	414
	(289)
Effetto della differenza dei criteri Italian GAAP/U.S. GAAP sulla valutazione al patrimonio netto delle imprese escluse dall'area di consolidamento U.S. GAAP	289

Il patrimonio netto approssimato secondo gli U.S. GAAP comprende altre componenti dell'utile complessivo per 882 e 237 miliardi di lire, rispettivamente al 31 dicembre 1997 e al 31 dicembre 1998. Queste componenti riguardano le differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera e la riserva da consolidamento. Tali valori sono al lordo del relativo effetto fiscale differito come indicato nella rappresentazione del conto economico approssimato secondo gli U.S. GAAP.

I valori dello stato patrimoniale che risulterebbero dall'applicazione degli U.S. GAAP sono i seguenti:

(miliardi di lire)

	31.12.1997	31.12.1998
ATTIVITÀ:		
Attività correnti:		
Disponibilità liquide	3.071	1.474
Titoli	4.760	2.699
Crediti	19.580	15.110
Rimanenze	3.821	3.278
Ratei e risconti attivi	839	484
Totale attività correnti	**32.071**	**23.045**
Attività non correnti:		
Immobilizzazioni materiali	47.800	41.191
Crediti	6.360	6.196
Partecipazioni	2.869	4.364
Immobilizzazioni immateriali	6.511	6.659
Altre attività	1.445	957
Totale attività non correnti	**64.985**	**59.367**
TOTALE ATTIVITÀ	**97.056**	**82.412**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO:		
Passività correnti:		
Debiti finanziari a breve termine	14.325	8.275
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine	1.596	1.704
Debiti commerciali	6.764	5.649
Anticipi	2.030	1.936
Debiti tributari	4.199	2.693
Ratei e risconti passivi e debiti diversi	5.116	3.950
Totale passività correnti	**34.030**	**24.207**
Passività non correnti:		
Debiti finanziari a lungo termine	10.354	8.157
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	978	564
Fondi per rischi e oneri	6.013	6.124
Fondo imposte	7.592	6.511
Ratei e risconti passivi e altri debiti	870	614
Totale passività non correnti	**25.807**	**21.970**
TOTALE PASSIVITÀ	**59.837**	**46.177**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**2.109**	**141**
Patrimonio netto dell'Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 8.000.161.453 azioni (7.999.205.453 azioni al 31 dicembre 1997) del valore nominale di lire 1.000	7.999	8.000
Riserve	18.621	24.097
Utile dell'esercizio	8.490	3.997
Totale patrimonio netto dell'Eni	**35.110**	**36.094**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**97.056**	**82.412**

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

		(miliardi di lire)
	31.12.1997	31.12.1998
Immobilizzazioni materiali lorde:		
- Esplorazione e Produzione	34.717	37.016
- Gas Naturale	27.056	19.482
- Raffinazione e Marketing	15.730	16.403
- Petrolchimica	8.019	8.409
- Ingegneria e Servizi	3.014	165
- Altre attività	1.235	1.104
	89.771	**82.579**
Fondi ammortamento e svalutazione:		
- Esplorazione e Produzione	18.788	21.389
- Gas Naturale	8.461	5.909
- Raffinazione e Marketing	8.149	8.683
- Petrolchimica	3.999	4.386
- Ingegneria e Servizi	1.643	111
- Altre attività	931	910
	41.971	**41.388**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Esplorazione e Produzione	15.929	15.627
- Gas Naturale	18.595	13.573
- Raffinazione e Marketing	7.581	7.720
- Petrolchimica	4.020	4.023
- Ingegneria e Servizi	1.371	54
- Altre attività	304	194
	47.800	**41.191**

Con riguardo al conto economico, si riportano 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:

			(miliardi di lire)
	1996	1997	1998
Utile operativo per settore:			
- Esplorazione e Produzione	5.007	5.084	1.003
- Gas Naturale	4.423	4.500	4.889
- Raffinazione e Marketing	65	846	1.192
- Petrolchimica	53	232	(227)
- Ingegneria e Servizi	275	332	55
- Altre attività	(148)	(197)	(300)
- Attività in corso di dismissione	(290)	(162)	(291)
	9.385	**10.635**	**6.321**
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**9.704**	**10.541**	**7.004**

L'utile operativo dell'esercizio 1998 non comprende il risultato operativo delle imprese escluse dall'area di consolidamento (v. precedente punto 1) ammontante complessivamente a 898 miliardi di lire.

3) Informazioni supplementari di bilancio richieste dagli U.S. GAAP e dalla SEC

Le seguenti informazioni sono presentate sulla base degli U.S. GAAP.

Imposte sul reddito

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

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Italia	6.768	8.134	7.186
Estero	2.936	2.407	(182)
	9.704	**10.541**	**7.004**

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Correnti	4.090	4.503	2.478
Differite	405	(2.781)	515
	4.495	**1.722**	**2.993**

La riconciliazione tra le imposte calcolate applicando l'aliquota teorica italiana e quelle risultanti dall'applicazione degli U.S. GAAP è la seguente:

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Utile prima delle imposte approssimato secondo gli U.S. GAAP	9.704	10.541	7.004
Aliquota fiscale teorica (a)	53,2%	53,2%	46,3%
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica	5.163	5.608	3.242
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:			
- effetto di imposta relativo all'attribuzione del disavanzo di fusione delle imprese incorporate		(1.179)	(395)
- effetto di imposta sulle riserve distribuibili	(621)	(1.636)	(205)
- svalutazione (rivalutazione) di imposte differite attive	255	(73)	195
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	(219)	(78)	136
- tassazione dei dividendi comunitari			15
- redditi esenti	(341)		
- perdite delle partecipate non recuperabili	99	(90)	
- accantonamenti per contenziosi fiscali	150		
- effetto del cambiamento dell'aliquota fiscale teorica italiana		(831)	
- altre	9	1	5
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP	**4.495**	**1.722**	**2.993**

(a) Determinata sulla base della configurazione del reddito imponibile dell'Eni secondo la disciplina fiscale italiana.

Debito di imposta differito

La ripartizione delle imposte differite attive e passive è la seguente:

(miliardi di lire)

	Attive		Passive	
	31.12.1997	31.12.1998	31.12.1997	31.12.1998
Correnti	169			
Non correnti	305	212	6.783	6.031
	474	**212**	**6.783**	**6.031**

Il debito di imposta differito ai fini U.S. GAAP detratte le imposte differite attive iscritte all'attivo patrimoniale è di 6.309 e 5.819 miliardi di lire, rispettivamente, al 31 dicembre 1997 e 1998.

Gli effetti fiscali delle differenze temporanee al 31 dicembre 1997 e 1998 maggiormente significative sono i seguenti:

(miliardi di lire)

	31.12.1997	31.12.1998
Imposte differite attive:		
- perdite fiscali portate a nuovo (a)	2.714	1.613
- rivalutazione di partecipazioni a seguito della legge 292/93 e dell'attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA (a)	2.191	1.961
- accantonamenti per crediti, rischi e oneri	2.128	2.094
- ammortamenti non deducibili	368	197
- perdite delle partecipate	337	471
- rivalutazione delle immobilizzazioni	333	310
- altre	1.518	1.460
	9.589	**8.106**
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte differite attive (a)	(5.364)	(4.685)
	4.225	**3.421**
Imposte differite passive:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	6.536	5.766
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	1.530	963
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	1.188	1.111
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	566	521
- altre	714	879
	10.534	**9.240**
Debito di imposta differito netto	**6.309**	**5.819**

(a) La svalutazione delle imposte differite è riferita essenzialmente alla rivalutazione di partecipazioni a seguito della legge 292/93 e dell'attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA (1.961 miliardi di lire per entrambi gli esercizi 1997 e 1998) e alle perdite fiscali (2.129 e 1.343 miliardi di lire rispettivamente negli esercizi 1997 e 1998). Il beneficio fiscale delle perdite portate a nuovo, al netto della svalutazione, è pari a 585 e 270 miliardi di lire, rispettivamente al 31 dicembre 1997 e 1998. Questi importi sono riferiti a perdite portate a nuovo, di cui è previsto l'utilizzo, ammontanti a 1.740 e 855 miliardi di lire, rispettivamente al 31 dicembre 1997 e 1998.

Perdite fiscali

Secondo la normativa fiscale italiana, nella generalità dei casi, le perdite possono essere portate a nuovo per i cinque esercizi successivi; le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo per un periodo generalmente compreso fra 3 e 15 esercizi, con una quota rilevante che non prevede alcuna scadenza. Di seguito è indicato l'ammontare delle perdite portate a nuovo insieme alla relativa scadenza; il recupero delle perdite è stimabile all'aliquota media del 35%.

(miliardi di lire)

	Italiane	Estere
1999	871	1
2000	213	70
2001	338	127
2002	288	99
2003	564	65
Oltre 2003		1.735
Scadenza illimitata		254
	2.274	2.351

4) Concentrazioni e stime significative

Natura delle operazioni

L'Eni è una società energetica integrata nelle attività del petrolio e gas naturale, della petrolchimica e dell'ingegneria e servizi, con forti posizioni di mercato a livello internazionale.

Esplorazione e Produzione: attraverso la Divisione Agip e le società controllate operanti nel settore l'Eni svolge attività di esplorazione e produzione, in Italia, Africa Settentrionale (Algeria, Egitto, Libia e Tunisia), Africa Occidentale (Angola, Congo, Gabon e Nigeria), Mare del Nord (Norvegia e Regno Unito) e in altri paesi, principalmente Cina, territori dell'ex Unione Sovietica, compreso il Kazakistan, e gli USA. Circa il 40% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore Raffinazione e Marketing dell'Eni e circa il 75% della produzione venduta di gas naturale al settore Gas Naturale dell'Eni.

Gas Naturale: attraverso la Snam SpA e sue controllate, ("Snam") l'Eni è il principale fornitore di gas naturale in Italia. Circa i due terzi del fabbisogno totale di gas naturale per la distribuzione primaria in Italia è acquistato all'estero (Algeria, Russia e Olanda) in base a contratti di lungo termine e trasportato in Italia attraverso una rete internazionale di gasdotti. La parte restante di gas naturale proviene, pressoché esclusivamente, dal settore Esplorazione e Produzione dell'Eni. L'Eni fornisce gas naturale al mercato civile, all'industria, agli autoproduttori di energia elettrica, e alle società distributrici di energia elettrica. L'Eni è presente nella distribuzione secondaria di gas naturale in Italia ad utenze civili e commerciali attraverso l'Italgas, la maggiore società italiana del settore, nella quale detiene una partecipazione di circa il 41% del capitale sociale, e all'estero prevalentemente in Ungheria attraverso la Tigaz.

I prezzi e le condizioni di fornitura del gas naturale venduto dalla Snam sono negoziati su basi di mercato con le associazioni rappresentative delle principali categorie di utenti, ad esempio le imprese industriali, compresi gli autoproduttori di energia elettrica, imprese municipalizzate e distributori locali, oltre che direttamente con l'Enel, la società elettrica nazionale italiana. Una volta concordate, le condizioni contrattuali, tra cui i criteri di determinazione del prezzo, vengono applicate a tutti gli aderenti alla categoria.

L'Eni dispone di un'estesa rete di gasdotti in Italia nonché di impianti di stoccaggio utilizzati al fine di garantire un servizio efficiente ed affidabile al mercato italiano ed è l'unica impresa italiana a disporre di un sistema di trasporto del gas naturale su scala nazionale.

La regolamentazione sugli idrocarburi impone ai proprietari di gasdotti in Italia l'obbligo di consentire l'accesso alla propria rete da parte di terzi per il trasporto di gas naturale prodotto in Italia, utilizzato per il consumo da parte dei produttori stessi o che costituirà oggetto di fornitura all'Enel o ad aziende municipalizzate per la produzione di elettricità. Tale accesso deve essere consentito compatibilmente con: (i) la capacità di trasporto; (ii) diversi fattori tecnici e la compatibilità chimica del gas naturale da trasportare. Le condizioni e il corrispettivo per il servizio di trasporto sono concordati tra le parti tenendo conto, tra l'altro, dei criteri in uso nel mercato europeo per il servizio di trasporto del gas. In caso di mancato accordo, le condizioni e il corrispettivo sono stabiliti dall'Authority, sentite le parti. Il 22 giugno 1998 è stata approvata la Direttiva del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'Unione Europea relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale ("Direttiva sul gas"). Quando la Direttiva sul gas sarà recepita in Italia, gli obblighi di trasporto di gas naturale di terzi imposti all'Eni saranno superiori a quelli imposti dall'attuale normativa. La delega al Governo per l'emanazione di uno o più decreti legislativi volti al recepimento della Direttiva sul gas è all'esame del Parlamento. Sebbene la Direttiva sul gas preveda la facoltà di chiedere deroghe temporanee alle disposizioni concernenti l'accesso al sistema di trasporto per le imprese che vengano a trovarsi (o rischino di trovarsi) in gravi difficoltà economiche e finanziarie dovute alla impossibilità di rispettare clausole di "take or pay" contenute nei contratti di approvvigionamento, è possibile che la Direttiva sul gas abbia un impatto negativo per l'Eni in conseguenza dell'applicazione delle clausole di "take or pay" e "ship or pay" dei contratti attualmente in essere.

Raffinazione e Marketing: attraverso l'AgipPetroli SpA e sue controllate l'Eni svolge attività di Raffinazione e Marketing in Italia, principalmente, e all'estero (Europa, Africa, Sud America ed Estremo Oriente). L'Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Circa i due terzi del fabbisogno di petrolio è acquistato, in misura sostanzialmente equivalente, dai paesi produttori con contratti a termine e del mercato spot; la parte restante proviene dal settore Esplorazione e Produzione dell'Eni.

Petrolchimica: attraverso l'EniChem SpA e sue controllate ("EniChem") l'Eni è un leader europeo nella produzione di etilene e di gomme stirene butadiene con importanti posizioni competitive in Europa nella produzione di polistireni e di poliuretani. Le attività produttive nel settore Petrolchimica sono concentrate in Italia, con ulteriori attività soprattutto in Europa occidentale. Circa il 65,2% delle materie prime petrolifere utilizzate dall'EniChem sono fornite dal settore Raffinazione e Marketing dell'Eni.

Ingegneria e Servizi: attraverso la Saipem SpA e sue controllate l'Eni è tra i maggiori operatori a livello mondiale nell'attività costruzioni offshore, nella posa di condotte sottomarine e nell'installazione di piattaforme. Vengono forniti inoltre servizi di costruzione a terra (condotte e impianti) e di perforazione onshore e offshore. Attraverso la Snamprogetti SpA e sue controllate, l'Eni è uno dei maggiori operatori mondiali nel campo della fornitura di servizi di ingegneria e project management per l'industria petrolifera e chimica. Circa il 17% del portafoglio ordini al 31 dicembre 1998 riguarda lavori commissionati dall'Eni.

Stime significative

La redazione del bilancio in conformità ai principi contabili italiani e l'adeguamento agli U.S. GAAP impongono agli amministratori di effettuare stime e ipotesi che influiscono sul valore di bilancio delle attività e passività, sulle informazioni delle passività potenziali alla data di bilancio e sui ricavi e i costi dell'esercizio. I risultati effettivi potranno essere diversi da quelli stimati.

5) Nuovo principio contabile

Nel giugno del 1998 il Financial Accounting Standard Board ha emanato il principio contabile n. 133 "Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities" (SFAS 133).

Questo documento stabilisce i principi di contabilizzazione e di rappresentazione in bilancio degli strumenti derivati e delle attività di copertura, includendo nella generale dizione di derivati alcuni strumenti derivati inseriti in altri contratti. Lo SFAS 133 prevede la rilevazione in bilancio di tutti gli strumenti derivati sia che costituiscano attività o passività e la valutazione degli stessi al valore normale. Se vengono riscontrati determinati requisiti, uno strumento derivato può specificatamente essere classificato come (a) una copertura del rischio legato alla variabilità del valore normale di una determinata attività o passività o di un impegno non rilevato in bilancio, (b) una copertura del rischio legato alla variabilità dei flussi di cassa relativi a transazioni previste, o (c) una copertura del rischio di cambio connesso ad un investimento netto in una attività estera, ad un impegno non rilevato in bilancio, ad un titolo mobiliare destinato alla vendita o ad una transazione prevista denominata in valuta estera.

La rilevazione contabile delle variazioni del valore normale di uno strumento derivato dipende dall'uso per cui è stato posto in essere e dalla conseguente classificazione.

Questo documento sarà in vigore per tutti i trimestri degli esercizi sociali che inizieranno dopo il 15 giugno 1999, pertanto per l'Eni sarà applicato a partire dall'esercizio 2000.

L'Eni sta analizzando il principio e allo stato attuale non è in grado di valutare se l'adozione avrà un significativo impatto sul risultato economico consolidato.

6) Informazioni supplementari su petrolio e gas (dati non oggetto di revisione)

Le seguenti informazioni relative all'Eni sono presentate in accordo con lo Statement of Financial Accounting Standard 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.

(miliardi di lire)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.1997						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	10.443	8.066	7.230	6.331	1.478	33.548
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		13	364		112	489
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	827	30	269	204	32	1.362
Immobilizzazioni in corso	1.919	456	621	956	70	4.022
Costi capitalizzati lordi	**13.189**	**8.565**	**8.484**	**7.491**	**1.692**	**39.421**
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.939)	(4.389)	(4.564)	(3.340)	(920)	(20.152)
Costi capitalizzati netti	**6.250**	**4.176**	**3.920**	**4.151**	**772**	**19.269**
31.12.1998						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	11.218	8.244	7.673	6.674	1.537	35.346
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		27	342		246	615
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	873	44	275	183	27	1.402
Immobilizzazioni in corso	2.270	662	453	1.260	377	5.022
Costi capitalizzati lordi	**14.361**	**8.977**	**8.743**	**8.117**	**2.187**	**42.385**
Fondi ammortamento e svalutazione	(8.271)	(4.637)	(5.205)	(4.024)	(967)	(23.104)
Costi capitalizzati netti	**6.090**	**4.340**	**3.538**	**4.093**	**1.220**	**19.281**

Costi sostenuti

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

(miliardi di lire)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
1996						
Acquisizioni di riserve certe	107	10	42	383		542
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		14			10	24
Costi di ricerca (a)	560	383	103	93	117	1.256
Costi di sviluppo (b)	679	316	255	491	130	1.871
Totale costi sostenuti	**1.346**	**723**	**400**	**967**	**257**	**3.693**
1997						
Acquisizioni di riserve certe	94	9	8		4	115
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		9	31		30	70
Costi di ricerca (a)	537	457	217	98	192	1.501
Costi di sviluppo (b)	1.081	411	558	763	126	2.939
Totale costi sostenuti	**1.712**	**886**	**814**	**861**	**352**	**4.625**
1998						
Acquisizioni di riserve certe		52	17		131	200
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		23			159	182
Costi di ricerca (a)	587	330	292	98	216	1.523
Costi di sviluppo (b)	944	683	710	1.129	382	3.848
Totale costi sostenuti	**1.531**	**1.088**	**1.019**	**1.227**	**888**	**5.753**

(a) L'importo include costi per R&D e per beni immateriali imputati all'attivo patrimoniale per 123 miliardi di lire nel 1996, 134 miliardi di lire nel 1997 e 102 miliardi di lire nel 1998.

(b) L'importo include interessi imputati all'attivo patrimoniale per 80 miliardi di lire nel 1996, 100 miliardi di lire nel 1997 e 121 miliardi di lire nel 1998.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a tali attività. 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 imposte sul reddito stimate sono state calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui la società opera all'utile ante imposte derivante dalle attività di esplorazione e produzione.

(miliardi di lire)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
1996						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	5.059	1.585	294		52	6.990
- vendite a terzi	88	844	1.782	1.209	472	4.395
	5.147	**2.429**	**2.076**	**1.209**	**524**	**11.385**
Costi di produzione	(430)	(740)	(627)	(297)	(114)	(2.208)
Costi di ricerca	(338)	(156)	(67)	(91)	(97)	(749)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(1.202)	(384)	(393)	(423)	(159)	(2.561)
Altri (oneri) proventi	(207)	(32)	(101)	11	(39)	(368)
Risultato ante imposte delle attività di esplorazione e produzione	**2.970**	**1.117**	**888**	**409**	**115**	**5.499**
Imposte sul reddito stimate	(1.555)	(441)	(521)	(208)	(45)	(2.770)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione	**1.415**	**676**	**367**	**201**	**70**	**2.729**
1997						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	5.229	1.512	109		14	6.864
- vendite a terzi	111	899	1.924	1.691	500	5.125
	5.340	**2.411**	**2.033**	**1.691**	**514**	**11.989**
Costi di produzione	(594)	(762)	(611)	(446)	(112)	(2.525)
Costi di ricerca	(292)	(257)	(122)	(65)	(189)	(925)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(874)	(528)	(416)	(816)	(171)	(2.805)
Altri (oneri) proventi	(257)	(38)	(136)	12	48	(371)
Risultato ante imposte delle attività di esplorazione e produzione	**3.323**	**826**	**748**	**376**	**90**	**5.363**
Imposte sul reddito stimate	(1.772)	(435)	(508)	(191)	(25)	(2.931)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione	**1.551**	**391**	**240**	**185**	**65**	**2.432**
1998						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	4.290	1.108	40		4	5.442
- vendite a terzi	111	497	1.377	1.305	357	3.647
	4.401	**1.605**	**1.417**	**1.305**	**361**	**9.089**
Costi di produzione	(638)	(705)	(493)	(408)	(96)	(2.340)
Costi di ricerca	(298)	(183)	(204)	(69)	(165)	(919)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(1.524)	(491)	(992)	(1.001)	(179)	(4.187)
Altri (oneri) proventi	(189)	(42)	(197)	(18)	(97)	(543)
Risultato ante imposte delle attività di esplorazione e produzione	**1.752**	**184**	**(469)**	**(191)**	**(176)**	**1.100**
Imposte sul reddito stimate	(740)	(113)	(143)	(13)	(1)	(1.010)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione	**1.012**	**71**	**(612)**	**(204)**	**(177)**	**90**

Riserve di petrolio e gas naturale

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano i volumi stimati di greggio, condensati e gas naturale che, in base a dati geologici e ingegneristici, mostrano di poter essere estratti con ragionevole certezza negli anni futuri da giacimenti noti alle condizioni economiche ed operative esistenti, 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 sviluppate sono le riserve che si può supporre di recuperare dai pozzi esistenti con le attrezzature e i metodi operativi esistenti. Le ulteriori riserve di petrolio e gas, che si ritiene di poter ottenere mediante l'iniezione di liquidi o altra tecnica di recupero assistito, per coadiuvare la normale fluidodinamica e i meccanismi del recupero primario, sono incluse nelle riserve certe sviluppate solo dopo la verifica con un progetto pilota o dopo che la messa in atto di un programma predisposto abbia confermato, attraverso la produzione, che questo miglioramento di recupero possa essere effettivamente ottenuto. Le riserve certe non comprendono i diritti o le royalties vantati da terzi.

La valutazione delle riserve dell'Eni è stata elaborata in conformità al principio "Statement of Financial Accounting Standards n. 69". Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 1995, 1996, 1997 e 1998 sono basate sui dati elaborati dall'Eni.

Su richiesta dell'Eni, DeGolyer & MacNaughton (D&M) ha condotto una valutazione indipendente delle riserve Eni di determinate attività in alcuni Paesi al 31 dicembre 1995, 1996, 1997 e 1998. Le risultanze ottenute da D&M non hanno evidenziato significative differenze rispetto a quelle elaborate dall'Eni.

I metodi di valutazione delle riserve certe, di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza di ogni valutazione sulle riserve 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 degli aggiustamenti, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sulla quantità delle riserve certe dell'Eni, in quanto le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Inoltre, le valutazioni delle riserve sono soggette a revisione a causa della fluttuazione dei prezzi che influenza i volumi recuperabili a fronte dei costi sostenuti in alcuni production sharing agreements. Le valutazioni delle riserve potrebbero, pertanto, divergere in modo significativo dalle quantità di petrolio e di gas naturale che alla fine verranno effettivamente estratte.

Le riserve comprendono il gas naturale di alcuni campi di stoccaggio dell'Eni in Italia, utilizzati per la modulazione dell'offerta di gas a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno).

Le tabelle che seguono evidenziano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi i condensati) e di gas naturale dell'Eni per gli anni 1996, 1997 e 1998.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

Riserve certe di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1995	**318**	**869**	**749**	**375**	**91**	**2.402**
Acquisizioni	6	84	3	45		138
Revisioni di precedenti stime	8	1	19	21		49
Miglioramenti di recupero			6	7		13
Estensioni e nuove scoperte	19	79	8	1	1	108
Produzione	(35)	(80)	(65)	(30)	(13)	(223)
Cessioni				(3)		(3)
Riserve al 31.12.1996	**316**	**953**	**720**	**416**	**79**	**2.484**
Acquisizioni					254	254
Revisioni di precedenti stime	20	76	47	23	21	187
Miglioramenti di recupero		1	2	12		15
Estensioni e nuove scoperte	61	34	24	26	5	150
Produzione	(37)	(78)	(65)	(43)	(14)	(237)
Cessioni		(1)		(6)	(2)	(9)
Riserve al 31.12.1997	**360**	**985**	**728**	**428**	**343**	**2.844**
Acquisizioni						
Revisioni di precedenti stime	(20)	86	78	38	(25)	157
Miglioramenti di recupero			17			17
Estensioni e nuove scoperte	25	31	39	9		104
Produzione	(36)	(78)	(72)	(42)	(13)	(241)
Cessioni						
Riserve al 31.12.1998	**329**	**1.024**	**790**	**433**	**305**	**2.881**
Riserve certe sviluppate di petrolio						
Riserve al 31.12.1995	253	755	470	249	43	1.770
Riserve al 31.12.1996	222	712	433	306	43	1.716
Riserve al 31.12.1997	226	680	429	287	50	1.672
Riserve al 31.12.1998	180	689	452	315	70	1.706

Gas naturale

(milioni di metri cubi)

Riserve certe di gas naturale	Italia (a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1995	**225.027**	**18.157**	**19.786**	**34.328**	**9.344**	**306.642**
Acquisizioni	765	16.516		2.039		19.320
Revisioni di precedenti stime	(1.204)	(2.050)	1.228	2.002	(334)	(358)
Miglioramenti di recupero				822		822
Estensioni e nuove scoperte	2.585	44.740		18	122	47.465
Produzione	(17.567)	(806)	(183)	(1.939)	(1.033)	(21.528)
Cessioni						
Riserve al 31.12.1996	**209.606**	**76.557**	**20.831**	**37.270**	**8.099**	**352.363**
Acquisizioni	5.900	117				6.017
Revisioni di precedenti stime	1.796	265	(189)	89	619	2.580
Miglioramenti di recupero				399		399
Estensioni e nuove scoperte	3.590	13.525		2.931	5	20.051
Produzione	(16.822)	(1.158)	(222)	(2.713)	(951)	(21.866)
Cessioni				(836)		(836)
Riserve al 31.12.1997	**204.070**	**89.306**	**20.420**	**37.140**	**7.772**	**358.708**
Acquisizioni	5					5
Revisioni di precedenti stime	5.293	6.534	(2.150)	589	71	10.337
Miglioramenti di recupero						
Estensioni e nuove scoperte	6.845	14.264	1.640	2.954	12.036	37.739
Produzione	(18.641)	(1.535)	(205)	(2.493)	(1.225)	(24.099)
Cessioni						
Riserve al 31.12.1998	**197.572**	**108.569**	**19.705**	**38.190**	**18.654**	**382.690**
Riserve certe sviluppate di gas naturale:						
Riserve al 31.12.1995	146.211	7.406	4.179	20.270	3.431	181.497
Riserve al 31.12.1996	134.405	8.044	4.144	26.629	4.789	178.011
Riserve al 31.12.1997	125.776	8.848	4.083	22.359	3.737	164.803
Riserve al 31.12.1998	116.524	14.627	3.870	23.740	5.202	163.963

(a) I dati al 31 dicembre 1995, 1996, 1997 e 1998 comprendono, rispettivamente, 21.630, 22.816, 22.884 e 22.133 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

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

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

I flussi di cassa futuri al 31 dicembre 1996, 1997, 1998 includono, per un importo compreso fra 814 e 828 miliardi di lire circa, i pagamenti annuali che un'impresa controllata dall'Eni SpA effettuerà fino al 2003 per assicurarsi il soddisfacimento di specifici picchi di domanda. Tale capacità è ottenuta attraverso l'utilizzazione di gas estratto dai campi di produzione e immesso nei campi di stoccaggio.

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

Le imposte sul reddito futuro sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali l'Eni opera. Il valore attualizzato è stato determinato applicando un tasso di sconto del 10% annuo ai flussi di cassa netti futuri annui.

Il valore standard è stato calcolato in linea con quanto previsto dai principi F.A.S.B. e non corrisponde ad una stima del valore di mercato delle riserve certe dell'Eni. Infatti una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre a riserve certe, anche riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

(miliardi di lire)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.1996						
Entrate di cassa future	57.663	39.621	23.666	19.545	3.575	144.070
Costi futuri di produzione	(5.928)	(12.876)	(6.849)	(5.300)	(671)	(31.624)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.270)	(6.312)	(2.120)	(2.007)	(458)	(15.167)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**47.465**	**20.433**	**14.697**	**12.238**	**2.446**	**97.279**
Imposte sul reddito future	(24.109)	(6.604)	(9.346)	(5.443)	(353)	(45.855)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**23.356**	**13.829**	**5.351**	**6.795**	**2.093**	**51.424**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(9.002)	(7.415)	(2.048)	(2.372)	(695)	(21.532)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**14.354**	**6.414**	**3.303**	**4.423**	**1.398**	**29.892**
31.12.1997						
Entrate di cassa future	53.413	39.442	21.278	18.215	9.477	141.825
Costi futuri di produzione	(6.941)	(13.544)	(6.661)	(5.178)	(2.433)	(34.757)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.820)	(7.244)	(2.551)	(2.396)	(2.290)	(19.301)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**41.652**	**18.654**	**12.066**	**10.641**	**4.754**	**87.767**
Imposte sul reddito future	(15.486)	(5.063)	(6.828)	(4.433)	(1.211)	(33.021)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**26.166**	**13.591**	**5.238**	**6.208**	**3.543**	**54.746**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(9.727)	(7.705)	(1.954)	(1.991)	(2.160)	(23.537)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**16.439**	**5.886**	**3.284**	**4.217**	**1.383**	**31.209**
31.12.1998						
Entrate di cassa future	35.456	26.480	13.769	13.151	5.035	93.891
Costi futuri di produzione	(6.069)	(11.997)	(5.767)	(5.227)	(1.618)	(30.678)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.925)	(7.171)	(2.338)	(1.733)	(1.882)	(18.049)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**24.462**	**7.312**	**5.664**	**6.191**	**1.535**	**45.164**
Imposte sul reddito future	(8.692)	(1.450)	(2.319)	(2.056)	(373)	(14.890)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**15.770**	**5.862**	**3.345**	**4.135**	**1.162**	**30.274**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.533)	(3.926)	(1.258)	(1.177)	(839)	(12.733)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**10.237**	**1.936**	**2.087**	**2.958**	**323**	**17.541**

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 1996, 1997 e 1998.

(miliardi di lire)

	1996	1997	1998
Valore all'inizio dell'esercizio	**24.538**	**29.892**	**31.209**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(9.177)	(9.464)	(6.749)
- variazioni nette dei prezzi di vendita futuri, al netto dei costi di produzione	12.598	(9.746)	(20.106)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	2.086	2.152	1.289
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.138)	(1.946)	(1.241)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	1.653	2.663	3.491
- revisioni delle quantità stimate	628	2.379	1.333
- effetto dell'attualizzazione	4.367	5.804	4.830
- variazione netta delle imposte sul reddito	(6.089)	9.242	9.331
- acquisizioni di riserve	1.036	1.007	
- cessioni di riserve	(34)	(155)	
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(576)	(619)	(5.843)
Valore alla fine dell'esercizio	**29.892**	**31.209**	**17.541**

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE SUL BILANCIO CONSOLIDATO DI GRUPPO AL 31 DICEMBRE 1998 AI SENSI DELL'ART. 41 DEL D.Lgs. 9 APRILE 1991, N. 127

Signori Azionisti,

abbiamo esaminato il bilancio consolidato del gruppo Eni al 31 dicembre 1998 che il Consiglio di amministrazione ha approvato nella riunione del 20 aprile 1999 e che ci è stato trasmesso assieme alla Relazione sulla gestione.

Il bilancio evidenzia un utile e un patrimonio netto di pertinenza dell'Eni, rispettivamente, di 4.507 miliardi di lire e di 31.281 miliardi di lire.

Il Consiglio di amministrazione ha reso ampia informazione sull'andamento economico e finanziario del Gruppo attraverso l'analisi dei diversi settori di attività, sulla evoluzione prevedibile della gestione, sui fatti di rilievo verificatisi dopo la chiusura dell'esercizio e sulla natura e consistenza degli "Impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale".

Inoltre, ha fornito doverosa ed esauriente informativa sulla modifica intervenuta a decorrere dall'esercizio 1998, conformemente al principio contabile recentemente emesso dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, nei criteri di determinazione delle imposte sul reddito differite.

Ai sensi e per gli effetti dell'art. 41 del D.Lgs. 9 aprile 1991, n. 127, il Collegio sindacale dà atto che:
- il bilancio consolidato è stato redatto secondo le disposizioni del capo III del citato decreto legislativo, integrato dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri e, ove mancanti, dai principi emanati dall'International Accounting Standard Committee (I.A.S.C.). Ove non previsti dai principi indicati, sono stati adottati i criteri specifici dell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi applicati a livello internazionale, con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione di particolari tipologie contrattuali ("production sharing agreements");
- il bilancio consolidato comprende il bilancio dell'Eni SpA e delle imprese italiane e estere sulle quali l'Eni SpA esercita direttamente o indirettamente il controllo per effetto della disponibilità della maggioranza dei diritti di voto o di diritti di voto sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria. Il bilancio consolidato include, inoltre, i bilanci delle imprese controllate congiuntamente con altri soci consolidate o con il metodo proporzionale o, qualora le parti lo abbiano concordato, con il metodo del patrimonio netto. Sono escluse dall'area di consolidamento le imprese non significative, le imprese possedute esclusivamente allo scopo della successiva alienazione e quelle in liquidazione. Gli effetti del consolidamento proporzionale e il valore delle imprese escluse dal campo di consolidamento non sono, complessivamente, di entità rilevante;
- la struttura e il contenuto dello stato patrimoniale e del conto economico consolidati, per effetto del rinvio operato dall'art. 32 del D.Lgs. 127/91, sono quelli prescritti dagli artt. 2423-ter, 2424 e 2425 del codice civile, con le modifiche proprie del processo di consolidamento; il bilancio consolidato è stato integrato dal rendiconto finanziario al fine di fornire una migliore informativa;
- la nota integrativa contiene le informazioni previste dagli artt. 38 e 39 del citato D.Lgs. 127/91. Dal controllo effettuato sulla relazione sulla gestione risulta che i dati e le informazioni contenute nella stessa sono congruenti con quelli del bilancio consolidato;
- le imprese incluse nell'area di consolidamento hanno trasmesso all'impresa consolidante le informazioni necessarie per il consolidamento in modo conforme ai criteri di valutazione, alla struttura e al contenuto definiti nelle "Norme di Gruppo per la redazione del bilancio consolidato e delle situazioni contabili consolidate infrannuali" emesse dall'Eni SpA. Tali condizioni e la coerenza con i rispettivi dati di bilancio sono state attestate dai direttori amministrativi e verificate e accertate dalle Società di revisione di ogni impresa consolidata;
- i bilanci di tutte le imprese consolidate sono sottoposti a certificazione.

Il Collegio ha tenuto riunioni con la società Arthur Andersen SpA, incaricata di certificare il bilancio di esercizio e consolidato dell'Eni SpA, e da tali incontri non sono emersi elementi di criticità. Il Collegio prende atto che la Arthur Andersen SpA ha depositato la relazione di certificazione redatta ai sensi dell'art. 1 del D.P.R. 136/75 e successive modificazioni, dalla quale non emergono rilievi.

In base a quanto esposto, attestiamo che il bilancio consolidato nel suo complesso esprime in modo corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, nonché il risultato economico del Gruppo cui si riferisce.

Roma 26 aprile 1999

Il Collegio sindacale

Dott. Andrea Monorchio - Presidente

Dott. Filippo Duodo - Sindaco effettivo

Dott. Aldo Sanchini - Sindaco effettivo

Prof. Mario Sica - Sindaco effettivo

Prof. Gianfranco Zanda - Sindaco effettivo

RELAZIONE DI CERTIFICAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE

ARTHUR ANDERSEN

Arthur Andersen S.p.A.

Via Campania 47
00187 Roma

RELAZIONE DI CERTIFICAZIONE SUL BILANCIO CONSOLIDATO

AI SENSI DELL'ART. 1 DEL DPR 31 MARZO 1975, n. 136

Agli Azionisti
dell'ENI S.p.A.

1. Abbiamo assoggettato a revisione contabile il bilancio consolidato dell'ENI S.p.A. e sue controllate al 31 dicembre 1998. Abbiamo inoltre controllato la concordanza della relazione sulla gestione con il bilancio consolidato.

2. Il nostro esame è stato svolto secondo i principi ed i criteri per il controllo contabile raccomandati dalla CONSOB ed effettuando i controlli che abbiamo ritenuto necessari per le finalità dell'incarico conferitoci.

   I bilanci di alcune società controllate, che rappresentano il 13% dell'attivo ed l'11% dei ricavi consolidati, al netto delle accise, sono stati esaminati da altri revisori che ci hanno fornito le relative relazioni. Il nostro giudizio, espresso in questa relazione, per quanto riguarda i valori relativi a tali società inclusi nel consolidamento, è basato anche sulla revisione svolta dagli altri revisori.

   Il bilancio consolidato dell'ENI presenta, a fini comparativi, i dati dell'esercizio precedente, in conformità a quanto richiesto dalla legge; inoltre, sono inclusi, per una migliore informativa, anche i dati del conto economico dell'esercizio 1996. Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente ed al bilancio di cui è parte il conto economico dell'esercizio 1996, si fa riferimento alle relazioni da noi emesse, rispettivamente, in data 22 aprile 1998 e 17 aprile 1997.

3. A nostro giudizio, il sopramenzionato bilancio consolidato nel suo complesso è stato redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria ed il risultato economico della Società e delle sue controllate, in conformità alle norme che disciplinano il bilancio consolidato. Pertanto, rilasciamo certificazione al bilancio consolidato dell'ENI S.p.A. e sue controllate al 31 dicembre 1998.

ARTHUR ANDERSEN S.p.A.

Ugo Marinelli - Socio

Roma, 21 aprile 1999

Sede Legale: Via della Moscova 3 20121 Milano
Reg Imp 297992 R.E.A. 960046
Cod Fisc 02466670581 Part Iva 09869140153
Capitale Sociale Lire 3.000.000.000 int. versato

Milano Roma Torino Treviso Genova Bologna
Napoli Verona Firenze Parma Brescia Padova Bari

ALLEGATI

PAGINA BIANCA

ALLEGATI ALLA NOTA INTEGRATIVA DEL BILANCIO CONSOLIDATO

IMPRESE CONTROLLATE E COLLEGATE DELL'ENI SpA AL 31 DICEMBRE 1998

Di seguito sono forniti gli elenchi delle imprese controllate e delle imprese collegate dell'Eni SpA al 31 dicembre 1998, a norma dell'art. 2359 del codice civile. Le imprese sono suddivise per settore di attività e per localizzazione (Italia e estero) e sono ordinate alfabeticamente. Per ogni impresa sono indicati: la denominazione, la sede legale, il capitale, i soci e le rispettive percentuali di possesso nonché, per le imprese consolidate e le rispettive partecipazioni, il metodo di consolidamento o il criterio di valutazione. Per le imprese consolidate è anche indicata la percentuale consolidata complessiva di pertinenza dell'Eni. In nota è riportata la percentuale di controllo se diversa da quella di possesso, nonché il carattere temporaneo della quota di partecipazione detenuta, che comporta l'esclusione della stessa dalla percentuale consolidata. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 1998 le imprese controllate e collegate dell'Eni SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate e loro partecipazioni						
Consolidate con il metodo integrale	48	132	180			
Consolidate con il metodo proporzionale				1	11	12
Valutate con il criterio del patrimonio netto	20	24	44	36	43	79
Valutate con il criterio del costo	58	23	81	60	39	99
Partecipazioni di imprese non consolidate	**3**	**11**	**14**	**4**	**2**	**6**
Totale imprese	**129**	**190**	**319**	**101**	**95**	**196**

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
IMPRESA CONSOLIDANTE							
Eni SpA	Roma	ITL	8.000.161.453.000	Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica	36,33		
				Altri Soci	63,67		
IMPRESE CONTROLLATE							
Esplorazione e Produzione							
In Italia							
Agip Medio Oriente SpA	San Donato Milanese	ITL	600.000.000	Eni SpA	99,00		P.N.
				Soc. Petr. Italiana	1,00		
Agip SpA	San Donato Milanese	ITL	200.000.000	Eni SpA	99,95		P.N.
				Soc. Petr. Italiana	0,05		
Ce.O.M. - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA	Palermo	ITL	12.000.000.000	Eni SpA	88,49		P.N.
				Snamprogetti	3,54		
				Tecnomare SpA	1,77		
				Soci terzi	6,20		
Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione)	Milano	ITL	400.000.000	Eni SpA	99,99		Co.
				Soc. Petr. Italiana	(..)		
Eurosolare SpA	San Donato Milanese	ITL	20.000.000.000	Eni SpA	99,99	100,00	C.I.
				Soc. Petr. Italiana	(..)		
Reggente SpA	Lucera	ITL	500.000.000	Soc. Petr. Italiana	81,63		P.N.
				Soci terzi	18,37		
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese	ITL	73.040.000.000	Eni SpA	99,96	99,96	C.I.
				Sofid	(..)		
				Soci terzi	0,04		
Somicem - Società Mineraria Centro Meridionale SpA	Ragusa	ITL	200.000.000	Eni SpA	90,00	99,96	C.I.
				Sofid	10,00		
All'estero							
Agip Albania BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.010	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Algeria Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Algeria Production BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Ltd	St. Helier (Jersey)	USD	1.000.000	Agip Angola Product.	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Production BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	2.000.000	Agip Explor.	99,50	100,00	C.I.
				Agip Intern. BV	0,50		
Agip Azerbaijan BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.010	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip China BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Croatia BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Denmark BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Dorood BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000	Agip Explor. Agip Intern. BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Erdoelgewinnung GmbH	Monaco (Germania)	DEM	140.000	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Eritrea BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	25.000.030	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip Exploration et Exploitation (France) SA	Parigi (Francia)	FRF	250.000	Agip Explor. Eni SpA	99,60 0,40		P.N.
Agip Gabon SA	Libreville (Gabon)	XAF	5.000.000	Agip Intern. BV Agip Explor. Agip Tunisia Agip Algeria Product. Soci terzi	98,40 0,60 0,20 0,20 0,60	99,40	C.I.
AgipGas BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip North Africa	100,00		Co.
Agip International BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	1.021.508.850	Eni SpA Eni Int. Holding	64,85 35,15	100,00	C.I.
Agip International (NA) NV	Curaçao (Antille Olandesi)	USD	6.010	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Ireland BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.010	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan Trading Llp	Aksai (Kazakhstan)	KZT	100.000	Agip Karachaganak Agip Explor.	80,00 20,00		P.N.
Agip Middle East BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip North Africa BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip (North Africa & Middle East) Ltd	St. Helier (Jersey)	USD	100.000	Eni SpA Agip Intern. BV	99,98 0,02		P.N.
Agip Oil Ecuador BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Perù BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Petroleum BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Petroleum Co Inc	Dover (U.S.A.)	USD	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip Petroleum (Ecuador) Ltd	St. Helier (Jersey)	USD	100.000	Agip Explor. Agip Intern. BV	99,50 0,50	100,00	C.I.
Agip Petroleum Exploration Co Inc	Wilmington (U.S.A.)	USD	5.000.000	Agip Petrol. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Qatar BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Recherches Congo (Brazzaville) SA	Brazzaville (Congo)	USD	7.000.000	Agip Intern. BV Agip Int. (NA) NV Agip Explor.	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Agip South Atlantic BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Trading BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	9.300.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Trading Services BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Trading Services Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	500	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Trinidad and Tobago Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad)	TTD	100.000	Agip Explor. Agip Intern. BV	99,94 0,06	100,00	C.I.
Agip Tunisia BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip (UK) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	250.000.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip (UK) Property Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2.000.000	Agip (UK)	100,00		P.N.
Agip Usa Inc	Wilmington (U.S.A.)	USD	3.000.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Venezuela BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Yemen BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
A.K.D. Petroleum Operating BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Azerbaijan	100,00		Co.
Eni Coordination Center SA (ex Agip Coordination Center SA)	Bruxelles (Belgio)	USD	613.000.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Ieoc International Egyptian Oil Company Inc	Panama City (Panama)	USD	15.000.000	Agip Int. (NA) NV Agip Intern. BV	99,93 0,07	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = vulutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Ieoc Production BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.800.000	Agip Intern. BV	99,89	100,00	C.I.
				Agip Explor.	0,11		
Nigerian Agip Exploration Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Agip Explor.	99,99	100,00	C.I.
				Agip Intern. BV	0,01		
Norsk Agip A/S	Forus (Norvegia)	NOK	200.000.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Gas Naturale							
Snam SpA	San Donato Milanese	ITL	2.170.000.000.000	Eni SpA	99,99	99,99	C.I.
				Soci terzi	(..)		
In Italia							
Acquedotto di Savona SpA	Savona	ITL	1.000.000.000	Soc. Az. Condotta	100,00	21,65	C.I.
Acquedotto Monferrato SpA	Torino	ITL	1.200.000.000	Soc. Az. Condotta	100,00	21,65	C.I.
Acquedotto Vesuviano SpA	Ercolano	ITL	1.050.000.000	Italgas	100,00	40,91	C.I.
Ambiente SpA	San Donato Milanese	ITL	70.000.000.000	Snam	46,94	88,77	C.I.
				AgipPetroli	19,00		
				Italgas	19,00		
				EniChem	15,06		
C.G.E. Consorzio Gestione Energia (in liquidazione)	Roma	ITL	420.000.000	Italgas	43,10		Co.
				EniData	42,85		
				EniSud	14,05		
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	ITL	30.800.000.000	Italgas	76,37	52,72	C.I.
				Snam	21,48		
				Soci terzi	2,15		
Consorzio Eni Acqua	Roma	ITL	20.000.000	Snamprogetti	15,00		Co.
				Saipem SpA	15,00		
				Eni SpA	15,00		
				AgipPetroli	15,00		
				Con. Italgas G.I.	15,00		
				Snam	15,00		
				Soci terzi	10,00		
Consorzio Eni Acqua Calabria (in liquidazione)	Catanzaro	ITL	20.000.000	Soc. Az. Condotta	55,00		Co.
				Saipem SpA	33,00		
				Soci terzi	12,00		
Consorzio Eni Acqua Campania (in liquidazione)	Roma	ITL	1.000.000.000	Con. Eni Acqua	51,00		
				Soci terzi	49,00		
Consorzio Geocal (in liquidazione)	Piancastagnaio	ITL	600.000.000	Italgas	55,00		Co.
				Soci terzi	45,00		
Consorzio Italgas Gestioni Idriche	Torino	ITL	450.000.000	Italgas	75,00		Co.
				Soc. Az. Condotta	10,00		
				Acq. Monferrato	5,00		
				Acq. di Savona	5,00		
				Napoletana Gas	5,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio Todi - Acque	Torino	ITL	20.000.000	Italgas	51,00		Co.
				Soc. Az. Condotta	19,00		
				Soci terzi	30,00		
Eni Acqua Campania SpA	Napoli	ITL	9.900.000.000	Italgas	35,20	28,25	C.I.
				Snam	10,20		
				Snamprogetti	2,55		
				Saipem SpA	2,55		
				Soci terzi	49,50		
Fiorentina Gas SpA	Firenze	ITL	10.000.000.000	Italgas	41,75	26,36	C.I.
				Snam	9,28		
				Soci terzi	48,97		
Gas Energia SpA	Torino	ITL	7.000.000.000	Italgas	60,00		Co.
				Snam	40,00		
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese	ITL	10.000.000.000	Snam	100,00		Co.
Immobiliare Metanopoli SpA	San Donato Milanese	ITL	419.728.000.000	Snam	90,09	90,17	C.I.
				Sofid	0,08		
				Soci terzi	9,83		
Nucleco Società per l'Ecoingegneria Nucleare SpA	Roma	ITL	1.000.000.000	Ambiente	60,00		Co.
				Soci terzi	40,00		
Pentesilea Srl	San Donato Milanese	ITL	20.000.000	Ambiente	100,00		Co.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese	ITL	1.000.000.000	Snam	100,00	99,99	C.I.
Servizi di Telecomunicazioni Srl	San Donato Milanese	ITL	100.000.000	Snam	100,00		Co.
Servizi Turistici Grantour SpA	San Donato Milanese	ITL	4.000.000.000	Snam	100,00	99,99	C.I.
Seteap - Servizi Territori Aree Penisola SpA	Napoli	ITL	200.000.000	Napoletana Gas	92,24		Co.
				Soci terzi	7,76		
Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili	Torino	ITL	5.706.509.000	Italgas	52,92	21,65	C.I.
				Sofid	9,03 (a)		
				Soci terzi	38,05		
Società Funiviaria Alto Tirreno pA	Savona	ITL	11.000.000.000	Italgas	99,90		Co.
				Acq. di Savona	0,10		
Società Italiana per il Gas pA	Torino	ITL	696.781.312.000	Snam	40,91	40,91	C.I.
				Sofid	0,33 (a)		
				Soci terzi	58,76		
All'estero							
Adriaplin Doo	Lubiana (Slovenia)	SIT	955.000.000	Italgas	51,00		Co.
				Soci terzi	49,00		
Samco SA	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Transmediterranean	90,00		Co.
				Snam Int. Hol. AG	5,00		
				Soci terzi	5,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(a) Investimento temporaneo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Scogat Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Snam Int. Hol. AG	100,00		99,99	C.I.
Sergaz - Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Snam Int. Hol. AG	66,67		66,67	C.I.
				Soci terzi	33,33			
Snam International Holding AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	129.500.000	Eni Int. Holding	51,00		99,99	C.I.
				Snam	49,00			
Snam International Ltd	St. Helier (Jersey)	USD	2.000.000	Snam Int. Hol. AG	100,00		99,99	C.I.
Suedpetrol AG fuer Erdoelwirtschaft	Monaco (Germania)	DEM	15.000.000	Snam Int. Hol. AG	100,00			Co.
Tigaz Gepa Kft	Hajduszoboszlo (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigaz Rt	100,00			Co.
Tigaz Tiszantuli Gazszolgaltato Reszvenytarsasag	Hajduszoboszlo (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Italgas	40,00	(b)	26,36	C.I.
				Snam	10,00			
				Soci terzi	50,00			
Trans Austria Gasline Finanee Co Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Snam Int. Ltd	91,50		91,50	C.I.
				Soci terzi	8,50			
Transmediterrancan Pipeline Co Ltd	St. Helier (Jersey)	USD	10.310.000	Snam	50,00			P.N.
				Soci terzi	50,00			
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	St. Helier (Jersey)	USD	1.098.000	Snam Int. Ltd	100,00		99,99	C.I.
Raffinazione e Marketing								
AgipPetroli SpA	Roma	ITL	1.823.000.000.000	Eni SpA	100,00		100,00	C.I.
In Italia								
Agenzia Commerciale Srl	Lucca	ITL	80.000.000	AgipPetroli	100,00			P.N.
AgipGas SpA	Roma	ITL	1.632.000.000	AgipPetroli	100,00		100,00	C.I.
Atriplex Srl	Roma	ITL	5.000.000.000	AgipPetroli	99,00		100,00	C.I.
				AgipGas	1,00			
Big Bon Distribuzione SpA	Milano	ITL	1.000.000.000	AgipPetroli	100,00		100,00	C.I.
Comergas Consorzio Puglie (in liquidazione)	Apricena	ITL	166.666.666	AgipGas	99,00			Co.
				Soci terzi	1,00			
Consorzio AgipGas Abruzzo	Giulianova	ITL	100.000.000	AgipGas	65,00			Co.
				Soci terzi	35,00			
Consorzio AgipGas Lazio Sud	Roma	ITL	10.000.000	AgipGas	70,00			Co.
				Soci terzi	30,00			
Consorzio AgipGas Lucania	Vaglio Basilicata	ITL	50.000.000	AgipGas	70,00			Co.
				Soci terzi	30,00			
Consorzio AgipGas Tuscia	Roma	ITL	50.000.000	AgipGas	95,00			Co.
				Soci terzi	5,00			
Consorzio AgipGas Tyrsenia	Roma	ITL	10.000.000	AgipGas	90,00			Co.
				Soci terzi	10,00			

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(b) La percentuale di possesso senza arrotondamenti è pari al 40,00001

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio AgipGas Umbria	Assisi	ITL	20.000.000	AgipGas	70,00		Co.
				Soci terzi	30,00		
Consorzio Centro Ricerche Sud	San Filippo del Mela	ITL	1.448.100.000	AgipPetroli	67,00		Co.
				Euron	33,00		
Consorzio Cogenerazione Fornovo	Fornovo di Taro	ITL	50.000.000	AgipPetroli	70,00		Co.
				Soc. Petr. Italiana	30,00		
Consorzio Condeco Santapalomba	Pomezia	ITL	118.000.000	AgipPetroli	48,45		Co.
				Atriplex	39,78		
				Soci terzi	11,77		
Consorzio Gas per la Sabina	Grotti - Cittaducale	ITL	10.000.000	AgipGas	70,00		Co.
				Soci terzi	30,00		
Costiero Gas Livorno SpA	Livorno	ITL	80.000.000.000	AgipGas	65,00	65,00	C.I.
				Soci terzi	35,00		
Ecofuel SpA	Milano	ITL	100.000.000.000	AgipPetroli	99,99	100,00	C.I.
				Sofid	(..)		
Ecolub SpA	Ceccano	ITL	200.000.000	AgipPetroli	100,0		P.N.
Euron SpA	San Donato Milanese	ITL	1.000.000.000	AgipPetroli	100,00	100,00	C.I.
Mixoil SpA	Milano	ITL	200.000.000	AgipPetroli	51,00	51,00	C.I.
				Soci terzi	49,00		
Praoil Oleodotti Italiani SpA	Genova	ITL	124.000.000.000	AgipPetroli	99,97	100,00	C.I.
				AgipGas	0,03		
Reful Srl	Genova	ITL	20.000.000	AgipPetroli	100,00		P.N.
Semi Granturismo SpA (in liquidazione)	Roma	ITL	200.000.000	AgipPetroli	95,00		Co.
				Snam	5,00		
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA	Gaeta	ITL	360.000.000	AgipPetroli	72,48		Co.
				Soci terzi	27,52		
Sogesco SpA	Roma	ITL	800.000.000	AgipPetroli	99,87		P.N.
				Sofid	0,13		
All'estero							
Afi Hotels Ltd	Londra (Gran Bretagna)	ITL	2.000.000.000	AgipPetroli	80,00		Co.
				Snam	20,00		
Agip Austria Aktiengesellschaft	Vienna (Austria)	ATS	272.600.000	AgipPetr. Int.	75,00	100,00	C.I.
				Agip Deutschland	25,00		
Agip Benelux BV	Rotterdam (Olanda)	NLG	4.260.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip (Côte d'Ivoire) SA	Abidjan (Costa d'Avorio)	XAF	1.000.008.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip de México SA de CV	Zapopan (Messico)	MXN	33.625.640	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip Deutschland AG	Monaco (Germania)	DEM	175.000.000	AgipPetr. Int.	98,00	100,00	C.I.
				AgipPetroli	2,00		
Agip do Brasil SA	San Paolo (Brasile)	BRL	108.632.440	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Ecuador SA	Quito (Ecuador)	ECS	1.483.000.000	Esafi AgipPetr. Int.	74,47 25,53	99,94	C.I.
Agip Eritrea Sh Co	Asmara (Eritrea)	ERN	14.350.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip España SA	Madrid (Spagna)	ESP	10.240.000.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip (Ethiopia) Share Company	Addis Abeba (Etiopia)	ETB	10.466.930	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip Française SA	Lione (Francia)	FRF	5.000.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip Hotel Budaors Kft	Budaors (Ungheria)	HUF	3.000.000	Agip Hungaria	100,00		Co.
Agip Hungaria Rt	Budapest (Ungheria)	HUF	10.256.500.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	99,37 0,63	99,37	C.I.
Agip (Kenya) Ltd	Nairobi (Kenya)	KES	112.459.400	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agipliquigas SA	San Paolo (Brasile)	BRL	47.563.019	Agip do Brasil	100,00	100,00	C.I.
Agip Lubricants (Pty) Ltd	Johannesburg (Sud Africa)	ZAR	200.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip (Nigeria) Plc	Lagos (Nigeria)	NGN	216.500.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	60,00 40,00	60,00	C.I.
AgipPetroli International BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	169.815.190	Eni Int. Holding AgipPetroli	51,00 49,00	100,00	C.I.
Agip Polska SA	Varsavia (Polonia)	PLN	64.350.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip Portugal - Combustiveis SA	Lisbona (Portogallo)	PTE	552.000.000	Agip España	100,00	100,00	C.I.
Agip Praha Ltd	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.130.000.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip Romania SA	Bucarest (Romania)	ROL	78.379.100.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	DEM	3.051.000	Agip Deutschland	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovenija Doo	Lubiana (Slovenia)	DEM	5.000.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovensko Sro	Bratislava (Repubblica Slovacca)	SKK	20.000.000	AgipPetr. Int.	100,00		P.N.
Agip (Sudan) Ltd	Khartoum (Sudan)	SDD	15.770.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip (Suisse) SA	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip (Uganda) Ltd	Kampala (Uganda)	UGX	80.000.000	AgipPetr. Int. AgipPetroli	99,99 0,01	100,00	C.I.
Agip (Zambia) Ltd	Lusaka (Zambia)	ZMK	900.300.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
American Agip Co Inc	Wilmington (U.S.A.)	USD	27.000.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
Atibaiao Comércio de Produtos Automotivos Ltda	San Paolo (Brasile)	BRL	150.000	Piquerobi Comércio Ciasp Particip.	99,00 1,00			
Auto Posto Apolo Ltda	Tres Lagoas (Brasile)	BRL	203.700	Piquerobi Comércio Ciasp Particip.	99,66 0,34			
Ciasp Participações Ltda	San Paolo (Brasile)	BRL	22.319.083	Comp. Sao Paulo Ciasp Transpor.	99,99 0,01			
Ciasp Transportes Ltda	Santo André (Brasile)	BRL	400.000	Piquerobi Comércio Ciasp Particip.	99,00 1,00			P.N.
Companhia Sao Paulo de Petròleo SA	San Paolo (Brasile)	BRL	60.000.000	Agipliquigas Soci terzi	73,04 26,96	(c)	73,04	C.I.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	ECS	1.500.000.000	Esafi Soci terzi	87,00 13,00			P.N.
Esafi SA	Quito (Ecuador)	ECS	2.200.000.000	AgipPetr. Int. Esain	99,92 0,08		99,92	C.I.
Esain SA	Quito (Ecuador)	ECS	750.000.000	Esafi	100,00			P.N.
Fullgas Comércio e Serviços Ltda	San Paolo (Brasile)	BRL	233.000	Piquerobi Comércio Ciasp Particip.	99,99 0,01			
Hotel Assets Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	44.005.000	AgipPetroli	100,00			Co.
Oficina Mecanica Carlos Weber SA	San Paolo (Brasile)	BRL	1.010.400	Agip do Brasil	100,00			P.N.
Piquerobi Comercial Ltda	San Paolo (Brasile)	BRL	17.920.000	Ciasp Particip. Comp. Sao Paulo	98,26 1,74			P.N.
Romania Petrol Distributie Srl	Bucarest (Romania)	ROL	17.700.000	AgipPetr. Int.	100,00			P.N.
Sao Paulo Atlantida Comércio de Produtos Automotivos Ltda	Belo Horizonte (Brasile)	BRL	200.000	Piquerobi Comércio Ciasp Particip.	99,00 1,00			
Sao Paulo Atlantida Conveniencias Ltda	Belo Horizonte (Brasile)	BRL	100.000	Piquerobi Comércio Ciasp Particip.	99,00 1,00			
Sao Paulo Bandeirantes Comércio de Produtos Automotivos Ltda	San Paolo (Brasile)	BRL	300.000	Piquerobi Comércio Ciasp Particip.	99,00 1,00			
Sao Paulo Conveniencias Ltda	San Paolo (Brasile)	BRL	100.000	Piquerobi Comércio Ciasp Particip.	99,00 1,00			
Sao Paulo Rio Preto Comércio de Prodntos Automotivos Ltda	Sao Jose do Rio Petro (Brasile)	BRL	50.000	Piquerobi Comércio Ciasp Particip.	99,00 1,00			
SDCL - Société de Distribution de Carburants et Lubrificants SA	Lione (France)	FRF	54.340.000	Agip Française	100,00		100,00	C.I.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	ECS	900.000.000	Esafi	100,00			P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di controllo: *Agipliquigas* *93,64*
Soci terzi *6,36*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Transamericano Comércio de	Uberaba	BRL	560.000	Piquerobi Comércio	99,00		
Produtos Automotivos Ltda	(Brasile)			Ciasp Particip.	1,00		
Petrolchimica							
EniChem SpA	San Donato	ITL	4.488.000.000.000	Eni SpA	70,10	99,97	C.I.
	Milanese			Snam	29,87		
				Soci terzi	0,03		
In Italia							
Acna Chimica Organica SpA	Cengio	ITL	200.000.000	EniChem	100,00		Co.
(in liquidazione)							
Agricoltura SpA	Gela	ITL	200.000.000.000	EniChem	100,00		Co.
(in liquidazione)							
Anic Partecipazioni SpA	Gela	ITL	50.042.228.000	EniChem	99,96		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	0,04		
Consorzio per la Depurazione	Marghera	ITL	1.000.000.000	Agricoltura	29,40		Co.
delle Acque della Zona				(in liquidaz.)			
Industriale di Porto Marghera				EniChem	25,27		
				Soci terzi	45,33		
Consorzio Utenti Acquedotti	Porto Marghera	ITL	2.000.000.000	EniChem	74,00		Co.
Industriali ed Altri Servizi				Enirisorse	10,00		
di Interesse Collettivo SpA				AgipPetroli	3,00		
				Soci terzi	13,00		
Esercizio Raccordi Ferroviari	Porto Marghera	ITL	200.000.000	EniChem	60,38		Co.
di Porto Marghera SpA				Soci terzi	39,62		
Fosfotec Srl	San Donato	ITL	20.000.000	EniChem	100,00		Co.
(in liquidazione)	Milanese						
Industria Siciliana Acido	Palermo	ITL	2.500.000.000	Agricoltura	52,00		
Fosforico - ISAF - SpA				(in liquidaz.)			
(in liquidazione)				Soci terzi	48,00		
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini	ITL	200.000.000	EniChem	100,00	99,97	C.I.
IRS Industria Resine Speciali SpA	San Donato	ITL	200.000.000	EniChem	100,00		Co.
(in liquidazione)	Milanese						
Nuova Chimica Biosintesi SpA	San Donato	ITL	200.000.000	EniChem	100,00		Co.
(in liquidazione)	Milanese						
Organic Chemicals Srl	Cengio	ITL	4.000.000.000	EniChem	100,00		Co.
Terni Industrie Chimiche SpA	San Donato	ITL	200.000.000	Agricoltura	100,00		
(in liquidazione)	Milanese			(in liquidaz.)			
All'estero							
Chemtrade (Proprietary) Ltd	Johannesburg	ZAR	3.000	EniChem	100,00		Co.
(in liquidazione)	(Sud Africa)						
Conserv Inc	Nichols	USD	60.000	Agricoltura	100,00		
	(U.S.A.)			(in liquidaz.)			
Dunastyr Polystyrene	Budapest	HUF	3.355.400.000	EniChem	73,62	73,60	C.I.
Manufacturing Company Ltd	(Ungheria)			Soci terzi	26,38		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
EniChem America Inc	Wilmington (U.S.A.)	USD	2.400.000	EniChem	100,00	99,97	C.I.
EniChem Benelux SA	Nivelles (Belgio)	BEF	1.189.500.000	EniChem Ec Distribution	99,99 (..)	99,97	C.I.
EniChem Deutschland GmbH (ex EniChem Polynrethane Deutsehland GmbH)	Eschborn (Germania)	DEM	6.000.500	EniChem	100,00	99,97	C.I.
EniChem Distribution SA	Viganello (Svizzera)	CHF	2.250.000	Ec Finance	100,00	99,97	C.I.
EniChem do Brasil Ltda (in liquidazione)	San Paolo (Brasile)	BRL	184.020	Ec Int. Hol. (in liquidaz.) Soci terzi	99,00 1,00		Co.
EniChem Elastomères France SA	Champagnier (Francia)	FRF	325.297.600	EniChem	100,00	99,97	C.I.
EniChem Elastomers Americas Inc	Wilmington (U.S.A.)	USD	78.370	EniChem	100,00	99,97	C.I.
EniChem Finance SA	Viganello (Svizzera)	CHF	100.000	Ec Int. Hol. (in liquidaz.)	100,00	99,97	C.I.
EniChem France SA	Courbevoie (Francia)	FRF	319.200.000	EniChem Soci terzi	99,99 (..)	99,97	C.I.
EniChem Hellas SA	Atene (Grecia)	GRD	116.550.000	EniChem	100,00		Co.
EniChem Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	ESP	420.000.000	EniChem	100,00	99,97	C.I.
EniChem International Holding BV (in liqnidazione)	Amsterdam (Olanda)	NLG	716.550.000	EniChem	100,00	99,97	C.I.
EniChem Iran Ltd (in liquidazione)	Teheran (Iran)	IRR	1.010.000	Ec Finance	100,00		Co.
EniChem Japan Ltd	Tokyo (Giappone)	JPY	230.000.000	EniChem	100,00	99,97	C.I.
EniChem Kimya Urunleri Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRL	500.000.000	EniChem Ec Finance	90,00 10,00		Co.
EniChem Norden A/S	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	EniChem	100,00		Co.
EniChem Pacific Ltd	Hong Kong (Cina)	HKD	1.000.000	EniChem Soci terzi	99,99 (..)	99,97	C.I.
EniChem Polska Sp Z oo	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	EniChem Soci terzi	99,99 0,01		Co.
EniChem Portugal Industria Quimica SA	Viana do Castelo (Portogallo)	PTE	9.000.000	EniChem UK Ltd Soci terzi	99,56 0,44		Co.
EniChem (Singapore) Pte Ltd	Singapore (Singapore)	SGD	1.925.000	Ec Finance	100,00	99,97	C.I.
EniChem UK Ltd (ex EniChem Elastomers Ltd)	Hythe (Gran Bretagna)	GBP	4.004.040	EniChem	100,00	99,97	C.I.
EniChem 1997 Ltd (ex EniChem UK Ltd)	Hythe (Gran Bretagna)	GBP	100.000	EniChem UK Ltd	100,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Olanda)	NLG	10.000	EniChem UK Ltd	100,00		Co.
Société Italo-Maghrébine des Polymères "Impol" SA (in liquidazione)	Tunisi (Tunisia)	USD	1.554.000	EniChem Ec Int. Hol. (in liquidaz.) Soci terzi	70,00 15,00 15,00		Co.
STAC SA - EniChem Polyuréthanne France	Erstein Gare (Francia)	FRF	12.385.989	EniChem	100,00	99,97	C.I.
Ingegneria e Servizi							
Costruzioni e perforazioni							
Saipem SpA	San Donato Milanese	ITL	440.000.000.000	Snam Eni SpA Sofid Soci terzi	29,83 (c) 13,17 0,05 (a) 56,95	43,00	C.I.
In Italia							
Consorzio Saitre	San Donato Milanese	ITL	100.000.000	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	ITL	20.000.000	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Intermare Sarda SpA	Tortolì	ITL	13.000.000.000	Saipem SpA	100,00	43,00	C.I.
Sage Scarl (in liquidazione)	Cagliari	ITL	20.000.000	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Sasp Offshore Engineering SpA	San Donato Milanese	ITL	5.000.000.000	Snamprogetti Saipem SpA	50,00 50,00	43,00	C.I.
Savico Scarl	Cagliari	ITL	20.000.000	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Tecnomare Industriale SpA	Venezia	ITL	1.700.000.000	Sonsub Int. BV	100,00	43,00	C.I.
All'estero							
Akjaik Drilling Company JSC	Aksai (Kazakhstan)	USD	200.000	Saipem Intern. Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Ers Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	200.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	11.085.440	Saipem Intern. Soci terzi	99,99 (..)	43,00	C.I.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	1.250.000	Saipem Intern. Saipem Asia	99,92 0,08	43,00	C.I.
Saipem Argentina S.A.M.I.C. Y F	Buenos Aires (Argentina)	ARS	6.000	Saipem Intern. Soci terzi	98,77 1,23		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(a) Investimento temporaneo

(c) Percentuale di controllo:

Snam	*29,95*
Eni SpA	*13,22*
Sofid	*0,05*
Soci terzi	*56,78*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	17.661.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem Contracting Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	270.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	93,70 6,30	40,29	C.I.
Saipem Inc	Houston - Texas (U.S.A.)	USD	1.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	380.000.000	Saipem SpA	100,00	43,00	C.I.
Saipem Luxembourg SA	Lussemburgo (Lussemburgo)	LUF	125.962.250	Saipem Intern. Ers	99,99 (..)	43,00	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malaysia)	MYR	1.023.500	Saipem Intern. Soci terzi	41,38 58,62	(c) 17,79	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. Agip (Nigeria) Soci terzi	89,42 (..) 10,58	38,45	C.I.
Saipem - Perfurações e Construções Petroliferas America do Sul Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	45.000.000	Saipem SGPS	100,00	43,00	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Maritimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	60.000.000.000	Saipem SGPS	100,00	43,00	C.I.
Saipem (Portugal) Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	PTE	10.000.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem Services AG (ex Saipem AG)	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Saipem UK Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	6.470.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Sasp Offshore Engineering UK Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	500.000	Saipem Intern. Snampr. Netherl.	50,00 50,00	71,50	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	60,00 40,00	25,80	C.I.
Sonsub International A/S	Randaberg (Norvegia)	NOK	850.000	Sonsub Int. Ltd	100,00	43,00	C.I.
Sonsub International BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	20.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,00	C.I.
Sonsub International Inc	Wilmington (U.S.A.)	USD	43.333.333	Sonsub Int. BV	100,00	43,00	C.I.
Sonsub International Ltd	Aberdeen (Scozia)	GBP	5.900.752	Sonsub Int. BV	100,00	43,00	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Western (Australia)	AUD	6.600	Sonsub Int. BV	100,00	43,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di controllo: *Saipem Intern.* *40,00*
Soci terzi *60,00*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Ingegneria							
Snamprogetti SpA	San Donato Milanese	ITL	200.000.000.000	Eni SpA	80,00	99,99	C.I.
				Snam	20,00		
In Italia							
Aquater SpA	San Donato Milanese	ITL	20.000.000.000	Snamprogetti	99,00	99,99	C.I.
				Snamprog. Sud	1,00		
Consorzio Bonifica Aree e Siti Inquinati	San Donato Milanese	ITL	40.000.000	Aquater	50,00		Co.
				Ambiente	50,00		
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Due	San Donato Milanese	ITL	100.000.000	Snamprogetti	35,00		P.N.
				Saipem SpA	12,00		
				Aquater	5,00		
				Soci terzi	48,00		
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno	San Donato Milanese	ITL	100.000.000	Snamprogetti	39,70		P.N.
				Saipem SpA	12,00		
				Aquater	5,50		
				Soci terzi	42,80		
Consorzio per il Catasto Italiano	Roma	ITL	50.000.000	Aquater	71,00		Co.
				Soci terzi	29,00		
Attraversamenti Sotterranei (in liquidazione)	Udine	ITL	20.000.000	Aquater	51,00		Co.
				Soci terzi	49,00		
Relav Turbogas Scrl	San Lorenzo in Campo	ITL	20.000.000	Aquater	60,00		P.N.
				Soci terzi	40,00		
Snamprogetti Biotecnologie SpA	Vibo Valentia	ITL	5.000.000.000	Snamprogetti	99,00		P.N.
				Snamprog. Sud	1,00		
Snamprogetti Sud SpA	Vibo Valentia	ITL	2.000.000.000	Snamprogetti	99,00	99,99	C.I.
				Sofid	1,00		
All'estero							
Agip Hong Kong Ltd	Hong Kong (Cina)	HKD	24.725.620	Snampr. Netherl.	60,00		P.N.
				AgipPetr. Int.	40,00		
Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.500.000	Snampr. Intern.	99,52		P.N.
				Soci terzi	0,48		
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Snampr. Netherl.	100,00		P.N.
Snamprogetti France Sarl	Courbevoie (Francia)	FRF	150.000	Snampr. Netherl.	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti International SA	Ginevra (Svizzera)	CHF	63.800.000	Snampr. Netherl.	99,99	99,99	C.I.
				Soci terzi	0,01		
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Gran Bretagna)	GBP	15.000.000	Snampr. Intern.	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	203.000.000	Snamprogetti	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Ltd	Ryiadh (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Snampr. Intern.	60,00	59,99	C.I.
				Soci terzi	40,00		
Snamprogetti Usa Inc	Dover (U.S.A.)	USD	2.000	Snampr. Intern.	100,00	99,99	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Altre attività							
Finanziario							
In Italia							
Società Finanziaria Eni SpA Enifin	San Donato Milanese	ITL	250.258.600.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	Roma	ITL	164.495.190.000	Eni SpA	77,43	99,61	C.I.
				Snam	17,08		
				Snamprogetti	2,55		
				AgipPetroli	2,55		
				Soci terzi	0,39		
Padana Assicurazioni SpA	San Donato Milanese	ITL	30.000.000.000	Sofid	69,25	99,73	C.I.
				Eni SpA	10,00		
				Snam	9,75		
				AgipPetroli	7,00		
				Snamprogetti	4,00		
Serleasing SpA	Roma	ITL	10.000.000.000	Sofid	89,50	89,15	C.I.
				Soci terzi	10,50		
Sofid Agenzia Assicurativa Srl	Roma	ITL	50.000.000	Padana Assicur.	50,00		Co.
				Sofid Vita	50,00		
Sofidsim - Società di Intermediazione Mobiliare SpA	Roma	ITL	5.000.000.000	Sofid	100,00	99,61	C.I.
Sofid Vita SpA	Roma	ITL	20.000.000.000	Sofid	99,00		Co.
				Sofidsim	1,00		
All'estero							
Eni International Holding BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	906.603.710	Eni SpA	91,96	99,99	C.I.
				Snam	5,58		
				Snamprogetti	2,46		
Eni International Bank Ltd	Nassau (Bahamas)	USD	200.000.000	Hydr. Int. Hold.	99,99	99,99	C.I.
				Eni Int. Holding	(..)		
Finas Company Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	20.000.000	Hydr. Int. Hold.	52,00	98,86	C.I.
				Agip Int. (NA) NV	40,00		
				Snam Int. Ltd	2,00		
				AgipPetr. Int.	2,00		
				Saipem Services	2,00		
				Snampr. Intern.	2,00		
Hydrocarbons International Holding Co	Zurigo (Svizzera)	CHF	480.000.000	Eni Int. Holding	100,00	99,99	C.I.
Inversiones Venimmo Ca	Caracas (Venezuela)	VEB	700.000	Eni Int. Holding	100,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Altre società							
In Italia							
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	ITL	8.000.000.000	EniComunicazione	100,00	100,00	C.I.
Aidiru SpA (in liquidazione)	Roma	ITL	200.000.000	Eni SpA	100,00		Co.
Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio	Palermo	ITL	20.000.000	EniData	80,00		Co.
				Temars	20,00		
EniComunicazione SpA	Roma	ITL	38.000.000.000	Eni SpA	99,99	100,00	C.I.
				Sofid	(..)		
EniData SpA	Milano	ITL	32.500.000.000	Snam	51,00	99,99	C.I.
				EniChem	19,00		
				Eni SpA	15,00		
				AgipPetroli	15,00		
EniFormazione ScpA	San Donato Milanese	ITL	4.000.000.000	Eni SpA	30,00		P.N.
				Snam	25,00		
				Saipem SpA	15,00		
				AgipPetroli	10,00		
				EniChem	10,00		
				Snamprogetti	5,00		
				Iafe	5,00		
EniSud SpA	Roma	ITL	64.862.000.000	Eni SpA	50,00	97,15	C.I.
				AgipPetroli	15,00		
				Snam	15,00		
				Snamprogetti	5,00		
				Saipem SpA	5,00		
				Enirisorse	5,00		
				EniChem	5,00		
EniTecnologie SpA (ex Eniricerche SpA)	San Donato Milanese	ITL	30.000.000.000	Eni SpA	40,00	99,99	C.I.
				AgipPetroli	20,00		
				EniChem	20,00		
				Snamprogetti	10,00		
				Snam	10,00		
Iafe SpA	Castelgandolfo	ITL	2.500.000.000	Eni SpA	35,00		P.N.
				AgipPetroli	15,00		
				EniChem	15,00		
				Snam	15,00		
				Snamprogetti	10,00		
				Saipem SpA	10,00		
Insartel SpA (in liquidazione)	Cagliari	ITL	350.000.000	EniData	89,11		Co.
				Soci terzi	10,89		
Servizi ICT Srl	Milano	ITL	20.000.000	EniData	100,00		Co.
Sieco SpA	San Donato Milanese	ITL	1.000.000.000	Snam	20,00	90,88	C.I.
				Snamprogetti	16,00		
				Saipem SpA	16,00		
				Eni SpA	16,00		
				AgipPetroli	16,00		
				EniChem	16,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Sviluppo Tecnologie Industriali Srl	Pisa	ITL	199.000.000	Tecnomare SpA	66,83		P.N.
				Soci terzi	33,17		
Tecnomare SpA	Venezia	ITL	4.000.000.000	Eni SpA	45,00	57,15	C.I.
				Snamprogetti	10,00		
				Saipem SpA	5,00		
				Soci terzi	40,00		
Temars SpA	Milano	ITL	1.390.000.000	EniData	80,00	99,99	C.I.
				Eni SpA	10,00		
				Snam	10,00		
VeneziaTecnologie SpA	Porto Marghera	ITL	200.000.000	EniTecnologie	99,00		P.N.
				Sofid	1,00		
All'estero							
Tecnomare (UK) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.500.000	Tecnomare SpA	100,00		P.N.
Attività in corso di dismissione							
Minero metallurgico							
Enirisorse SpA	Roma	ITL	100.000.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
In Italia							
Attività Meridionali Srl (in liquidazione)	Roma	ITL	24.000.000.000	Enirisorse	100,00		Co.
Consorzio Corisa	Portoscuso	ITL	280.000.000	Enirisorse	80,00		P.N.
				Soci terzi	20,00		
Ecocarb Srl	Porto Torres	ITL	104.200.000	Enirisorse	51,00		P.N.
				EniChem	30,00		
				Snamprogetti	19,00		
Gruppo Tessile Salernitano Srl	Salerno	ITL	2.000.000.000	Enirisorse	100,00		P.N.
Iniziative e Sviluppo di Attività Industriali - I.S.A.I. SpA (in liquidazione)	Roma	ITL	2.500.000.000	Enirisorse	58,70		Co.
				Soci terzi	41,30		
Mineraria Campiano SpA (in liquidazione)	Gavorrano	ITL	7.700.000.000	Enirisorse	100,00		Co.
Mining Italiana SpA	Roma	ITL	360.000.000	Enirisorse	88,89		P.N.
				Soci terzi	11,11		
Nonfermet SpA (in liquidazione)	Cornaredo	ITL	200.000.000	Enirisorse	100,00		Co.
Partecipazioni Meccanotessili SpA (in liquidazione)	Roma	ITL	12.187.000.000	Enirisorse	99,99		Co.
				Sofid	(..)		
Pertusola Sud SpA (in liquidazione)	Crotone	ITL	22.000.000.000	Enirisorse	100,00		Co.
Portovesme Srl	Roma	ITL	20.000.000	Enirisorse	100,00		Co.
Simur SpA (in liquidazione)	Milano	ITL	200.000.000	Enirisorse	100,00		Co.
All'estero							
AgipCoal Australia Pty Ltd (in liquidazione)	Sidney (Australia)	AUD	500.000	Enirisorse	100,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
IMPRESE COLLEGATE							
Esplorazione e Produzione							
In Italia							
Consorzio S.E.T. Sviluppo Elettrico Trecate	San Martino Trecate	ITL	20.000.000	Eni SpA Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Irminio SpA	Palermo	ITL	14.500.000.000	Soc. Petr. Italiana Soci terzi	29,32 70,68		P.N.
Thetis SpA	Venezia	ITL	11.250.200.000	Eni SpA Tecnomare SpA Ambiente Soci terzi	28,61 6,98 6,11 58,30		P.N.
All'estero							
Agiba Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	45,00 55,00		Co.
Agip Oil Company Ltd	Nassau (Bahamas)	USD	5.000	Agip North Africa Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Ashpetco Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Caspian International Petroleum Company - Cipco	Grand Cayman (Isole del Caimano)	USD	10.000	Lukagip NV Agip Azerbaijan Soci terzi	45,00 5,00 50,00		Co.
City Gas Company	Il Cairo (Egitto)	EGP	12.000.000	Agip Intern. BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Companhia Agua Plana SA	Caracas (Venezuela)	VEB	100.000	Agip Venezuela Soci terzi	26,00 74,00		Co.
East Delta Gas Company	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Egyptian International Gas Tecnologies Co	Maadi - Cairo (Egitto)	EGP	37.500.000	Agip Intern. BV Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Gaz Congo SA	Brazzaville (Congo)	XAF	50.000.000	Agip Intern. BV Soci terzi	32,50 67,50		Co.
Inagip Doo	Zagabria (Croazia)	HRK	54.000	Agip Croatia Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Karachaganak Petroleum Operating BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Karachaganak Soci terzi	32,50 67,50		Co.
Leag SpA (in liquidazione)	Mosca (Federazione Russa)	RUR	1.128.000.000	Eni SpA AgipPetr. Int. Soci terzi	30,00 20,00 50,00		Co.
Lukagip NV	Amsterdam (Olanda)	NLG	121.630.000	Agip Explor. Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Lukoil Agip Siberia Oil Closed Joint Stock Company (Lasoil)	Pokachi - Tyumen (Federazione Russa)	RUR	83.490	Agip Intern. BV Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Mediterranean Gas Company	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	25,00 75,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Port Said Oil Company	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Raml Petroleum Company	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	22,50 77,50		Co.
Ras el Bar Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Ras el-Hekma Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Sitep Société Italo Tunisienne d'Exploration Pétrolière SA	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Agip Tunisia Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation SA	Tunisi (Tunisia)	TND	100.000	Agip Tunisia Soci terzi	24,80 75,20		Co.
Gas Naturale							
In Italia							
Consorzio Acquedotto Albania - Italia	Roma	ITL	1.000.000.000	Con. Eni Acqua Soci terzi	21,70 78,30		
Consorzio Idroenergia	Roma	ITL	100.000.000	Con. Eni Acqua Soci terzi	50,00 50,00		
Consorzio Riconversione Area Porto Petroli di Genova Multedo (in liquidazione)	Genova	ITL	507.150.587	Saipem SpA AgipPetroli Snam Soci terzi	6,96 6,96 6,96 79,12		Co.
Consorzio "Sogesid - Servizi" (in liquidazione)	Roma	ITL	500.000.000	Con. Eni Acqua Eni Acqua Camp. Soci terzi	20,00 20,00 60,00		Co.
Consorzio Venezia Energia (in liquidazione)	Venezia	ITL	30.000.000	Italgas Soci terzi	34,00 66,00		Co.
Marieonsult SpA	Milano	ITL	200.000.000	Snam Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Metano Arcore SpA	Arcore	ITL	350.000.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Metano Borgomanero SpA	Borgomanero	ITL	500.000.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Metano Casalpusterlengo SpA	Casalpusterlengo	ITL	200.000.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA	Sant'Angelo Lodigiano	ITL	400.000.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Promgas SpA	Milano	ITL	1.000.000.000	Snam	50,00			Co.
				Soci terzi	50,00			
Siciliana Gas SpA	Palermo	ITL	67.623.600.000	Snam	50,00			P.N.
				Soci terzi	50,00			
So.Ri.S. SpA Società di	Serravalle Scrivia	ITL	5.500.000.000	Ambiente	50,00			Co.
Rigenerazione Sludges				Soci terzi	50,00			
All'estero								
Energetikai Kft	Budapest	HUF	1.000.000	Tigaz Rt	20,00			Co.
	(Ungheria)			Soci terzi	80,00			
Gas Energía Ibérica SA	Madrid	ESP	50.000.000	Italgas	50,00			Co.
	(Spagna)			Soci terzi	50,00			
Gaz Coop Kft	Budapest	HUF	35.050.000	Tigaz Rt	22,82			Co.
(in liquidazione)	(Ungheria)			Soci terzi	77,18			
Godolloi Gazmerogyar Kft	Godollo	HUF	57.600.000	Tigaz Rt	25,00			Co.
	(Ungheria)			Soci terzi	75,00			
Inversora de Gas de Cuyana SA	Buenos Aires	ARS	90.316.320	Italgas	25,27	(c)		P.N.
	(Argentina)			Soci terzi	74,73			
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires	ARS	68.012.000	Italgas	25,00			P.N.
	(Argentina)			Soci terzi	75,00			
Megyergaz Kft	Nogradmegyer	HUF	1.360.000	Tigaz Rt	25,00			Co.
	(Ungheria)			Soci terzi	75,00			
Oléoduc du Rhin SA	Coira	CHF	15.000.000	Snam Int. Hol. AG	48,40			Co.
	(Svizzera)			Soci terzi	51,60			
Pebe-Coop Kft	Hajduszoboszlo	HUF	12.000.000	Tigaz Rt	20,83			Co.
	(Ungheria)			Soci terzi	79,17			
Setgas - Sociedade de Produção	Lisbona	PTE	1.400.000.000	Italgas	21,86			Co.
e Distribução de Gas SA	(Portogallo)			Soci terzi	78,14			
Trans Austria Gasleitung GmbH	Vienna	ATS	1.000.000	Snam Int. Hol. AG	49,00			Co.
	(Austria)			Soci terzi	51,00			
Trans Europa Naturgas Pipeline	Essen	DEM	15.000.000	Snam Int. Hol. AG	49,00	(c)		P.N.
GmbH	(Germania)			Soci terzi	51,00			
Trans European Natural Gas	Hamilton	USD	1.000.000	Snam Int. Ltd	50,00			P.N.
Pipeline Finance Co Ltd	(Bermuda)			Soci terzi	50,00			
Transitgas AG	Zurigo	CHF	100.000.000	Snam Int. Hol. AG	46,00			P.N.
	(Svizzera)			Soci terzi	54,00			
Raffinazione e Marketing								
In Italia								
Centro Padano Interscambio	Parma	ITL	12.510.848.336	AgipPetroli	34,93			P.N.
Merci SpA				Soci terzi	65,07			
Chiurlo Srl	Basaldella di	ITL	1.065.000.000	AgipPetroli	50,00			P.N.
	Campoformido			Soci terzi	50,00			

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di controllo: *Italgas* *25,00*
Soci terzi *75,00*

(c) Percentuale di controllo: *Snam Int. Hol. AG* *50,00*
Soci terzi *50,00*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Colisa SpA	Genova	ITL	200.000.000	AgipPetroli	35,00		P.N.
				Soci terzi	65,00		
Consorzio Erogazione Gas Valle del Foglia	Rimini	ITL	21.000.000	AgipGas	33,34		Co.
				Soci terzi	66,66		
Consorzio Eurogas	Roma	ITL	500.000.000	AgipGas	40,00		Co.
				Soci terzi	60,00		
Consorzio Gas Scanno	Rimini	ITL	21.000.000	AgipGas	33,34		Co.
				Soci terzi	66,66		
Consorzio Operatori Gpl di Napoli	Napoli	ITL	200.000.000	AgipGas	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Consorzio Palazzo Ducale	Genova	ITL	3.000.000.000	AgipPetroli	32,00		Co.
				Soci terzi	68,00		
Depositi Costieri Trieste SpA	Trieste	ITL	3.000.000.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Disma Srl	Segrate	ITL	5.000.000.000	AgipPetroli	25,00		P.N.
				Soci terzi	75,00		
Galatea Srl (in liquidazione)	Stella	ITL	20.000.000	AgipGas	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo	ITL	270.000.000	AgipPetroli	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Hub Srl	Fiumicino	ITL	2.400.000.000	AgipPetroli	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
Italoil Srl	Livorno	ITL	5.000.000.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Jacorossi SpA (in liquidazione)	Roma	ITL	7.792.260.000	AgipPetroli	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Nuova Scaini SpA	Villacidro	ITL	18.500.000.000	AgipPetroli	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Nuova Seat Scrl (in liquidazione)	Venaria	ITL	20.000.000	Atriplex	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Par Srl	Roma	ITL	600.000.000	AgipPetroli	33,34		P.N.
				Soci terzi	66,66		
Petra SpA	Ravenna	ITL	200.000.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Petrolvilla & Bortolotti SpA	Villa Lagarina	ITL	4.980.000.000	AgipPetroli	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	ITL	4.000.000.000	Praoil Oleod. Italiani	40,50		Co.
				Soci terzi	59,50		
Raffineria di Milazzo SpA	Roma	ITL	350.000.000.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Saccne Rete Srl	Barcellona	ITL	4.000.000.000	AgipPetroli	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Saras SpA Raffinerie Sarde	Sarroch	ITL	99.000.000.000	AgipPetroli	15,00		P.N.
				Soci terzi	85,00		
Seastok SpA	Trieste	ITL	8.000.000.000	AgipGas	40,00		P.N.
				Soci terzi	60,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Seram SpA	Fiumicino	ITL	600.000.000	AgipPetroli	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Serit Scrl	Venaria	ITL	20.000.000	Atriplex	20,00		P.N.
				Soci terzi	80,00		
Sigea Sistema Integrato Genova Arquata SpA	Genova	ITL	200.000.000	AgipPetroli	35,00		P.N.
				Soci terzi	65,00		
Spedia SpA	La Spezia	ITL	2.000.000.000	AgipPetroli	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Tankimica SpA	Genova	ITL	620.000.000	AgipPetroli	32,00		Co.
				Soci terzi	68,00		
Viscolube Italiana SpA	Milano	ITL	2.000.000.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
All'estero							
Aet - Aviation Service Gbr	Francoforte (Germania)	DEM	438.504	Agip Deutschland	33,34		Co.
				Soci terzi	66,66		
Aet - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	DEM	51.000	Agip Deutschland	33,34		P.N.
				Soci terzi	66,66		
Afssa SA	Atene (Grecia)	GRD	70.050.000	AgipPetr. Int.	33,34		Co.
				Soci terzi	66,66		
Agip (Congo) Sarl	Kinshasa (Rep. Dem. del Congo)	ZRN	33	AgipPetr. Int.	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Agip (Tanzania) Ltd	Dar es Salaam (Tanzania)	TZS	1.000.000.000	AgipPetr. Int.	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Alrid SA	Algeri (Algeria)	DZD	4.000.000	AgipPetroli	18,00		Co.
				Temars	9,00		
				Snamprogetti	4,00		
				Soci terzi	69,00		
Apegas Doo	Lubiana (Slovenia)	SIT	27.000.000	AgipGas	45,00		P.N.
				Soci terzi	55,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg (Germania)	DEM	20.000.000	Agip Deutschland	20,00		P.N.
				Soci terzi	80,00		
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH	Zirndorf (Germania)	DEM	50.000	Agip Deutschland	24,80		P.N.
				Soci terzi	75,20		
Betingas Armazenadora SA	Betim (Brasile)	BRL	780.000	Agipliquigas	33,00		P.N.
				Soci terzi	67,00		
Bitumed - Société Méditerranée Bitumes	Tunisi (Tunisia)	TND	600.000	AgipPetr. Int.	34,00		P.N.
				Soci terzi	66,00		
Bronberger & Kessler Handelsgesellschaft U. Gilg & Schweiger GmbH & Co Kg	Monaco (Germania)	DEM	150.000	Agip Deutschland	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
City Carburoil SA	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Agip (Suisse)	49,91		P.N.
				Soci terzi	50,09		
Compagnie Marocaine des Hydrocarbures SA	Casablanca (Marocco)	MAD	33.344.000	AgipPetr. Int.	31,25		P.N.
				Soci terzi	68,75		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eurolube SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.000.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	35,00 65,00		P.N.
Gilg & Schweiger Handelsgesellschaft mbH	Pullach (Germania)	DEM	50.000	Agip Deutschland Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Indeni Petroleum Refinery Co Ltd	Ndola (Zambia)	ZMK	640.000.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Italsing Petroleum Company Pte Ltd	Singapore (Singapore)	SGD	12.000.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Metalplus Metalurgica Plus SA	Salto (Brasile)	BRL	4.476.229	Agip do Brasil Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Nefto - Agip	Mosca (Federazione Russa)	RUR	246.800	AgipPetr. Int. Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Oléoduc du Rhône SA	Bovernier (Svizzera)	CHF	7.000.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	48,93 51,07		P.N.
Plenogas Distribuidora de Gas SA	Londrina (Brasile)	BRL	927.757	Agip do Brasil Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Procesadora de Metales Ca	Cuenca (Ecuador)	ECS	350.000.000	Tecnoesa Soci terzi	31,71 68,29		Co.
PT Agip Lubrindo Pratama	Jakarta (Indonesia)	USD	3.000.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	45,00 55,00		P.N.
Société Congo - Italienne de Raffinage Sarl	Kinshasa (Rep. Dem. del Congo)	XAF	6.001.765	AgipPetr. Int. Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Supermetanol Ca	Jose-Puerto la Cruz (Venezuela)	VEB	12.086.744.845	Ecofuel Soci terzi	35,20 64,80		P.N.
Superoctanos Ca	Jose-Puerto la Cruz (Venezuela)	VEB	4.240.000.000	Ecofuel Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Tiper - Tanzania - Italian Petroleum Refinery Ltd	Dar es Salaam (Tanzania)	TZS	100.000.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Tutela Lubrificantes SA	Contagem (Brasile)	BRL	16.626.584	Agip do Brasil Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Utingas Armazenadora SA	Santo André (Brasile)	BRL	8.704.474	Agipliquigas Soci terzi	31,00 69,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Dusseldorf (Germania)	DEM	800.000	Agip Deutschland Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Zhuhai Chinbagip Petroleum Co Ltd	Zhuhai - Guang Dong (Cina)	USD	8.500.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	34,41 65,59		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Petrolchimica							
In Italia							
Consorzio Cosmes	Cittadella della Ricerca	ITL	100.000.000	EniChem Soci terzi	31,00 69,00		Co.
Du Pont EniChem SpA (in liquidazione)	Assemini	ITL	800.000.000	EniChem Soci terzi	49,00 51,00		Co.
Epoxital Srl	Milano	ITL	200.000.000	EniChem Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FIL.TE.N.I. SpA	Ferrandina	ITL	9.000.000.000	EniChem Soci terzi	59,56 (c) 40,44		Co.
Inca International SpA	Pisticci	ITL	85.973.229.000	EniChem Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Italcompositi SpA (in liquidazione)	Pisticci	ITL	20.000.000.000	EniChem Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Marghera Butadiene SpA	San Donato Milanese	ITL	12.000.000.000	EniChem Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Polimeri Europa Srl	Brindisi	ITL	659.850.000.000	EniChem Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Scipi SpA (in liquidazione)	Parma	ITL	2.603.468.000	EniChem Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Società Italiana Sviluppo Applicazioni Elettrolitiche - SISE a r.l (in liquidazione)	Milano	ITL	20.000.000	EniChem Soci terzi	33,33 66,67		Co.
Tecnoparco Valbasento SpA	Pisticci	ITL	5.000.000.000	EniChem Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Venezia	ITL	9.678.100.000	Enichem Soci terzi	20,00 80,00		Co.
All'estero							
Copenor GIE	Courbevoie (Francia)	FRF	275.000.000	Ec France Soci terzi	30,00 70,00		P.N.
EVC International NV	Amsterdam (Olanda)	NLG	273.879.680	EniChem Soci terzi	16,90 83,10		Co.
Fenol Rio Quimica Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	21.000.000	Ec do Brasil (in liquidaz.) Soci terzi	33,33 66,67		
Ind-Ital Chemicals India Ltd	Madhavaran - Madras (India)	INR	12.687.700	EniChem Soci terzi	40,00 60,00		Co.
Serdis Ltd	Nicosia (Cipro)	CYP	25.000	EniChem Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Stocknord SA	Loon Plage (Francia)	FRF	39.780.000	Ec France Soci terzi	30,00 70,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di controllo: *EniChem* *48,00*

Soci terzi *52,00*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Ingegneria e Servizi							
Costruzioni e perforazioni							
In Italia							
Apibi Scarl	San Donato	ITL	20.000.000	Saipem SpA	36,00		Co.
(in liquidazione)	Milanese			Soci terzi	64,00		
Consorzio Farsura Saipem	Milano	ITL	5.000.000	Saipem SpA	35,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	65,00		
Consorzio Si	San Donato	ITL	50.000.000	Saipem SpA	50,00		Co.
	Milanese			Soci terzi	50,00		
Consorzio U.S.G.	Parma	ITL	50.000.000	Saipem SpA	40,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	60,00		
All'estero							
EMC Nederland BV	Rotterdam	NLG	10.000	EMC Ltd	100,00	43,00	C.P.
	(Olanda)						
European Marine Contractors Ltd	Londra	GBP	14.000.000	Saipem UK Ltd	50,00	43,00	C.P.
	(Gran Bretagna)			Soci terzi	50,00		
Fpso Firenze Produção de	Funchal	PTE	1.500.000.000	Saipem SGPS	50,00	43,00	C.P.
Petroleo Lda	(Portogallo)			Soci terzi	50,00		
Queiroz Petro SA	Rio de Janeiro	BRL	1.511.484	Saipem SpA	33,28 (c)		Co.
	(Brasile)			Soci terzi	66,72		
Saibos Construções Maritimas Lda	Funchal	PTE	11.046.980.000	Saipem SGPS	50,00	43,00	C.P.
	(Portogallo)			Soci terzi	50,00		
Saibos-(Services) SAS	Montigny	FRF	250.000	Saipem Intern.	50,00	43,00	C.P.
	(Francia)			Soci terzi	50,00		
Saiclo Pty Ltd	Perth	AUD	5.000.000	Saipem Intern.	50,00	43,00	C.P.
	(Australia)			Soci terzi	50,00		
Saipem Aban Drilling Company	Chennai	INR	50.000.000	Saipem Intern.	50,00	43,00	C.P.
Private Ltd	(India)			Soci terzi	50,00		
SB Construction and Maritime	Amsterdam	NLG	40.000	Ers	50,00	43,00	C.P.
Services BV	(Olanda)			Soci terzi	50,00		
Société Algerienne	Algeri	DZD	5.000.000	Saipem SpA	49,00		Co.
de Construction Industrielle	(Algeria)			Soci terzi	51,00		
et Pétrolière							
Ingegneria							
In Italia							
C. Lotti & Associati Società	Roma	ITL	6.000.000.000	Snamprogetti	25,00		Co.
di Ingegneria SpA				Soci terzi	75,00		
Consorzio Ancedisa	Napoli	ITL	50.000.000	Snamprogetti	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Consorzio Controlli Integrati	Roma	ITL	100.000.000	Aquater	22,50		Co.
in Agricoltura				Soci terzi	77,50		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di controllo: *Saipem SpA* *24,44*

Soci terzi *75,56*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio Integrated Coal Gassification/Combined Cycle (in liquidazione)	San Donato Milanese	ITL	20.000.000	Snamprogetti Soci terzi	50,00 50,00			Co.
Consorzio per il Barocco (in liquidazione)	Roma	ITL	300.000.000	Snamprogetti Soci terzi	25,50 74,50			Co.
Consorzio Snamprogetti - Foster Wheeler - Energy	San Donato Milanese	ITL	20.000.000	Snamprogetti Soci terzi	50,00 50,00		50,00	C.P.
Consorzio Spevi (in liquidazione)	Napoli	ITL	40.000.000	Snamprogetti Soci terzi	20,00 80,00			Co.
Consorzio Tecnoreti	Vibo Valentia	ITL	20.000.000	Snamprog. Sud Soci terzi	50,00 50,00			Co.
Consorzio Tragaz	San Donato Milanese	ITL	100.000.000	Snamprogetti Soci terzi	50,00 50,00			Co.
Consorzio Uma	Napoli	ITL	40.000.000	Snamprogetti Soci terzi	20,00 80,00			Co.
Istra SpA - Istituto Superiore dei Trasporti (in liquidazione)	Roma	ITL	1.400.000.000	Snamprogetti Soci terzi	50,00 50,00			Co.
Ita - Consorzio Italiano per il Telerilevamento Agricolo	Roma	ITL	24.000.000	Aquater Soci terzi	33,34 66,66			Co.
Seic - Submarine Engineering Inspection Constr. Srl	Fano	ITL	600.000.000	Snamprogetti Soci terzi	20,00 80,00			Co.
Subsidenza Ravenna Scarl	Roma	ITL	70.000.000	Aquater Soci terzi	28,57 71,43			Co.
All'estero								
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	10.419.998	Snampr. Netherl. Soci terzi	20,00 80,00			P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snampr. Netherl. Soci terzi	20,00 80,00			P.N.
Haldor Topsoe AS	Lyngby (Danimarca)	DKK	55.000.000	Snampr. Intern. Soci terzi	50,00 50,00			P.N.
Lng - Serviços e Gestão de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	400.000	Snampr. Netherl. Soci terzi	25,00 75,00			P.N.
Snamprogetti (Nigeria) Ltd (in liquidazione)	Lagos (Nigeria)	NGN	1.400.000	Snampr. Intern. Soci terzi	40,00 60,00			Co.
Snamprotechint - Serviços e Gestão de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	3.700.000	Snampr. Netherl. Soci terzi	51,00 49,00	(c)	51,00	C.P.
Tskj Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	400.000	Snampr. Netherl. Soci terzi	25,00 75,00			P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di controllo: *Snampr. Netherl.* *50,00*
Soci terzi *50,00*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Altre attività							
Finanziario							
In Italia							
CapitaIconsult SpA	Roma	ITL	500.000.000	Sofid	50,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	50,00		
Serfactoring SpA	Milano	ITL	10.000.000.000	Sofid	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Altre società							
In Italia							
Albacom SpA	Roma	ITL	343.423.000.000	Eni SpA	35,00		P.N.
				Soci terzi	65,00		
Ar@ncia SpA	Milano	ITL	5.000.000.000	EniData	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
C.I.SAR. - Consorzio Sardo per i Servizi Informatici	Cagliari	ITL	140.000.000	Insartel (in liquidaz.)	20,00		
(in liquidazione)				Soci terzi	80,00		
CO.M.A.SA. - Consorzio per il Monitoraggio Ambientale in Sardegna	Cagliari	ITL	39.000.000	Insartel (in liquidaz.)	25,64		
(in liquidazione)				Soci terzi	74,36		
Consorzio Area di Sviluppo Industriale della Provincia di Messina	Messina	ITL	273.324.260	Eni SpA	37,05		P.N.
				Soci terzi	62,95		
Consorzio Ars Antichità, Ricerca e Sviluppo	Roma	ITL	100.000.000	EniData	25,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	75,00		
Consorzio Cartesiana	Roma	ITL	20.000.000	Temars SpA	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Consorzio Cloto	Roma	ITL	30.000.000	EniData	33,34		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	66,66		
Consorzio MillenniuM	Milano	ITL	500.000.000	EniData	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Consorzio Prometeo	Palermo	ITL	300.000.000	EniData	26,60		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	73,40		
Coram Consorzio per la Reindustrializzazione di Aree Minerarie Scarl	Cagliari	ITL	49.800.000	EniSud	47,01		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	52,99		
Crotone Sviluppo ScpA	Crotone	ITL	1.260.000.000	EniSud	31,75		P.N.
				Soci terzi	68,25		
Gela Sviluppo ScpA	Gela	ITL	1.000.000.000	EniSud	38,00		P.N.
				Soci terzi	62,00		
Manfredonia Sviluppo ScpA	Foggia	ITL	1.240.000.000	EniSud	32,26		P.N.
				Soci terzi	67,74		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di coosolidamento o criterio di valutazione (*)
Moneo - Controllo e	Roma	ITL	1.000.000.000	EniSud	24,00		Co.
Monitoraggio Investimenti SpA				Soci terzi	76,00		
Ottana Sviluppo ScpA	Nuoro	ITL	1.000.000.000	EniSud	30,00		P.N.
				Soci terzi	70,00		
Stoppani Crotone Srl	Crotone	ITL	200.000.000	EniSud	40,00		P.N.
				Soci terzi	60,00		
All'estero							
Imisp - International	San Pietroburgo	RUR	100.000.000	Eni SpA	20,00		Co.
Management Institute of	(Federazione			Soci terzi	80,00		
St. Petersburg	Russa)						
Attività in corso di dismissione							
Minero metallurgico							
In Italia							
Consorzio Cofisa	Roma	ITL	150.000.000	Enirisorse	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Consorzio Industriale	Roma	ITL	25.000.000	Enirisorse	20,00		P.N.
Nazionale Superconduttori				Soci terzi	80,00		
C.I.N.S.							
Industria Siciliana Cementi SpA	Modica	ITL	31.200.000.000	Enirisorse	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Salerno Sviluppo Scarl	Nocera Inferiore	ITL	1.000.000.000	Gruppo Tessile	15,00		P.N.
				Enirisorse	5,00		
				Soci terzi	80,00		
Sotacarbo - Società	Portoscuso	ITL	9.000.000.000	Enirisorse	25,00		P.N.
Tecnologie Avanzate Carbone SpA				Soci terzi	75,00		
All'estero							
Lazywind Ltd	Sutton Surrey	GBP	100	Enirisorse	50,00		P.N.
	(Gran Bretagna)			Soci terzi	50,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Denominazione	Sede	Settore	Causale
IMPRESE CONSOLIDATE CON IL METODO INTEGRALE			
Imprese incluse (n. 19)			
Agip Denmark BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Rilevanza
Agip Dorood BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Rilevanza
Agip Eritrea BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Rilevanza
Agip Ireland BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Rilevanza
Agip Perù BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Rilevanza
Agip Petroleum BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Rilevanza
Agip Petroleum Exploration Co Inc	Wilmington	Esplorazione e Produzione	Rilevanza
Agip Romania SA	Bucarest	Raffinazione e Marketing	Rilevanza
Agip Slovenija Doo	Lubiana	Raffinazione e Marketing	Rilevanza
Agip Trinidad and Tobago Exploration BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Rilevanza
Agip Venezuela BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Rilevanza
Companhia Sao Paulo de Petròleo SA	San Paolo	Raffinazione e Marketing	Acquisizione
Petrex SA	Iquitos	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
Saipem Inc	Houston - Texas	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
PT Saipem Indonesia	Jakarta	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
Saipem Luxembourg SA	Lussemburgo	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Saipem - Perfurações e Construções Petrolíferas America do Sul Lda	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
Sasp Offshore Engineering UK Ltd	Londra	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
Tecnomare Industriale SpA	Venezia	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
Imprese escluse (n. 18)			
Agip Albania BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Irrilevanza
Agip Exploration et Exploitation (France) SA	Parigi	Esplorazione e Produzione	Irrilevanza
Agip Production BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Fusione
EniChem Austria GmbH	Vienna	Petrolchimica	Estinzione
EniChem Compound Srl	Milano	Petrolchimica	Fusione
EniChem (Deutschland) Chemie Handelsgesellschaft mbH	Eschborn	Petrolchimica	Fusione
EniChem Società di Partecipazioni Srl	Milano	Petrolchimica	Fusione
EniChem UK Ltd	Hythe	Petrolchimica	Irrilevanza
Gas Energia SpA	Torino	Gas Naturale	Prevista cessione
Italiana Petroli SpA	Genova	Raffinazione e Marketing	Fusione
Lamitel SpA	Milano	Petrolchimica	Cessione
Lorica Sud Srl	Assemini	Petrolchimica	Cessione
MC Electronic Sarl	Collegien	Petrolchimica	Cessione
Multicon Electronic GmbH	Enns	Petrolchimica	Cessione
Organic Chemicals Srl	Cengio	Petrolchimica	Irrilevanza
Pertusola Sud SpA	Crotone	Minero metallurgico	Liquidazione
Serfi SpA	Roma	Finanziario	Fusione
Sogesco SpA	Roma	Raffinazione e Marketing	Irrilevanza
IMPRESE CONSOLIDATE CON IL METODO PROPORZIONALE			
Imprese incluse (n. 3)			
Saipem Aban Drilling Company Private Ltd	Chennai	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
SB Construction and Maritime Services BV	Amsterdam	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
Snamprotechint - Serviços e Gestão de Projectos Lda	Funchal	Ingegneria	Rilevanza
Imprese escluse (n. 2)			
Petrex SA	Iquitos	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo
Saipem - Perfurações e Construções Petrolíferas America do Sul Lda	Funchal	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione del controllo

ALLEGATO ALLA NOTA INTEGRATIVA DEL BILANCIO DI ESERCIZIO

Notizie sulle imprese a partecipazione diretta dell'Eni SpA

IMPRESE CONTROLLATE

Agip SpA - San Donato Milanese Nel dicembre 1997 è stata costituita l'Agip Srl, poi trasformata in Società per Azioni con effetto dalle ore 24.00 del 31 dicembre 1997, per tutelare il marchio Agip. In data 13 gennaio 1998 la società è stata iscritta nel registro delle imprese di Milano.
L'Eni SpA ha sottoscritto e interamente liberato n. 199.900 azioni del valore nominale di 1.000 lire cadauna, pari al 99,95% del capitale sociale di 200.000.000 di lire.

Agip Exploration BV - Amsterdam L'assemblea del 28 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 206.507.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
L'assemblea del 22 maggio 1998 ha deliberato un aumento di capitale sociale di 250.000.000 di dollari USA, sotto forma di "share premium", a fronte del quale l'Eni SpA ha versato 434.385.000.000 di lire.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 2.500.003 azioni ordinarie del valore nominale di 10 fiorini olandesi, pari al 100% del capitale sociale di 25.000.030 fiorini olandesi.

Agip Exploration et Exploitation (France) SA - Parigi L'assemblea del 17 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 716.346 franchi francesi e ne ha deliberato la copertura mediante l'utilizzo di riserve.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 10 azioni ordinarie del valore nominale di 100 franchi francesi, pari allo 0,4% del capitale sociale di 250.000 franchi francesi.

Agip International BV - Amsterdam L'assemblea del 28 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 499.427.000 dollari USA e ha deliberato di distribuire un dividendo di 320.000.000 di dollari USA, di cui 242.000.000 alle azioni ordinarie e 78.000.000 alle azioni privilegiate.
L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a 196.580.000 dollari USA alle date del 27 maggio e 23 dicembre 1998.
In data 14 ottobre 1998 l'assemblea dell'Agip International BV ha deliberato la conversione di numero due azioni privilegiate, in possesso dell'Eni SpA, in n. 18.016.304 azioni ordinarie del valore di 10 fiorini olandesi cadauna mediante il trasferimento a capitale sociale della riserva da sovrapprezzo (180.163.040 fiorini olandesi) riferita alle due azioni privilegiate. Per effetto di tale operazione, il capitale sociale di Agip International BV, prima composto da n. 70.398.581 azioni ordinarie e da n. 2 azioni privilegiate, pari a 703.985.830 fiorini olandesi, è ora composto dan. 88.414.885 azioni ordinarie del valore di 10 fiorini olandesi, pari a 884.148.850 fiorini olandesi.
In pari data, l'assemblea ha deliberato la fusione dell'Agip Production BV nell'Agip International BV e il conseguente aumento del capitale sociale da 884.148.850 fiorini olandesi a 1.021.508.850 fiorini olandesi, mediante emissione di n. 13.736.000 azioni del valore nominale di 10 fiorini olandesi, assegnate interamente all'Eni SpA, quale azionista unico di Agip Production BV. L'atto di fusione è stato firmato in data 18 novembre 1998.
A seguito delle operazioni citate, l'Eni SpA ha ricevuto complessivamente n. 31.752.304 azioni ordinarie del valore nominale di 10 fiorini olandesi.
Per effetto delle operazioni sopra descritte, la partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è variata da n. 34.495.305 azioni ordinarie e n. 2 azioni privilegiate del valore nominale di 10 fiorini olandesi, pari al 49% a n. 66.247.609 azioni ordinarie del valore nominale di 10 fiorini olandesi, pari al 64,8527% del capitale sociale di 1.021.508.850 fiorini olandesi.

Agip (North Africa & Middle East) Ltd - Saint Helier L'assemblea del 23 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 806.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 99.980 azioni ordinarie del valore nominale di 1 dollaro USA, pari al 99,98% del capitale sociale di 100.000 dollari USA.

Agip Medio Oriente SpA - San Donato Milanese L'Agip Medio Oriente SpA è stata costituita con atto stipulato in data 4 dicembre 1997 e iscritta nel registro delle imprese in data 13 gennaio 1998. La società ha per oggetto l'attività di sviluppo petrolifero. L'Eni SpA ha sottoscritto e interamente liberato n. 99.000 azioni del valore nominale di 2.000 lire cadauna.
L'assemblea del 12 ottobre 1998 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 200.000.000 a 600.000.000 di lire mediante emissione di n. 200.000 nuove azioni del valore nominale di 2.000 lire. L'Eni SpA ha sottoscritto e ha versato la somma di 118.800.000 lire a liberazione dei 3/10 del valore delle azioni sottoscritte in data 12 ottobre 1998.
La partecipazione nella società è costituita al 31 dicembre 1998 da n. 297.000 azioni del valore nominale di 2.000 lire, pari al 99% del capitale sociale di 600.000.000 di lire.

Agip Petroleum Co Inc - Dover L'assemblea del 27 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 10.301.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 2.000 azioni del valore nominale di 50.000 dollari USA, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000 di dollari USA.

AgipPetroli SpA - Roma L'assemblea del 28 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 298.919.494.833 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 283.910.000.000 di lire, pari a 1.780 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 63.520.092 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo in data 13 maggio 1998.
L'assemblea ha deliberato altresì l'aumento di capitale sociale da 1.595.000.000.000 di lire a 1.823.000.000.000 di lire mediante emissione di n. 22.800.000 nuove azioni del valore nominale di 10.000 lire con un sovrapprezzo di 15.000 lire cadauna, complessivamente pari a 570.000.000.000 di lire, da liberarsi mediante conferimento da parte dell'Eni SpA di n. 699.993 azioni ordinarie del valore nominale di 100.000 lire della Italiana Petroli SpA. L'assemblea ha deliberato infine la fusione per incorporazione della Italiana Petroli SpA con effetto dalle ore 24.00 del 31 dicembre 1998. L'aumento di capitale è stato attuato in data 19 giugno 1998, con stipula dell'atto di conferimento.
L'assemblea del 10 dicembre 1998 ha deliberato l'aumento di capitale sociale da 1.823.000.000.000 di lire a 1.830.000.000.000 di lire da attuarsi mediante emissione di n. 700.000 azioni ordinarie del valore nominale di 10.000 lire con un sovrapprezzo di 16.783 lire cadauna da liberarsi mediante conferimento, da parte dell'Eni SpA, del ramo d'azienda denominato "Commercializzazione Greggi". In data 23 dicembre 1998 è stato stipulato l'atto di conferimento con decorrenza 1° gennaio 1999.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è variata da n. 159.500.000 azioni a n. 182.300.000 azioni del valore nominale di 10.000 lire rimanendo immutata la percentuale di partecipazione, pari al 100% del capitale sociale di 1.823.000.000.000 di lire.

Agip Production BV - Amsterdam L'assemblea del 28 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 156.741.000 dollari USA e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 130.000.000 di dollari USA. L'Eni SpA ha incassato il dividendo in data 27 maggio 1998.
L'assemblea del 14 ottobre 1998 ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo, a valere su utili portati a nuovo, per 229 milioni di dollari. L'Eni SpA ha incassato il dividendo in data 22 ottobre 1998. L'assemblea ha deliberato altresì la fusione per incorporazione della società nell'Agip International BV. L'atto di fusione è stato firmato in data 18 novembre 1998.

Aidiru SpA (in liquidazione) - Roma In data 1 ottobre 1998 l'Eni SpA ha acquistato dalla Attività Meridionali Srl in liquidazione n. 200.000 azioni del valore nominale di 1.000 lire della Aidiru SpA in liquidazione pari al 100% del capitale sociale di 200.000.000 di lire, al prezzo complessivo di 406.329.075 lire corrispondente al patrimonio netto.

Ce.O.M. - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA - Palermo Nel corso del 1998 l'Eni SpA, a fronte della sottoscrizione effettuata in data 13 dicembre 1996, ha versato 6.912.360.000 lire rappresentanti i 7/10 dell'aumento di capitale da 2.125.200.000 lire a 12.000.000.000 di lire deliberato dall'assemblea dell'11 dicembre 1996.
L'assemblea del 19 maggio 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 356.693.854 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 1.061.862 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari all'88,4885% del capitale sociale di 12.000.000.000 di lire.

Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione) - Milano L'assemblea del 27 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 4.541.577.063 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 39.998 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 99,995% del capitale sociale di 400.000.000 di lire.

Consorzio Eni Acqua - Roma L'assemblea del 26 febbraio 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude in pareggio. L'assemblea ha deliberato altresì la riduzione del fondo consortile da 2.000.000.000 di lire a 20.000.000 di lire mediante rimborso ai consorziati. L'Eni SpA ha incassato la quota di propria spettanza, pari a 297.000.000 di lire, in data 19 giugno 1998.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è variata da n. 300.000.000 di quote a n. 3.000.000 di quote del valore nominale di 1 lira, pari al 15% del fondo consortile di 20.000.000 di lire.

EniChem SpA - San Donato Milanese L'assemblea del 22 maggio 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 91.615.372.989 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di attribuire l'utile residuo, unitamente all'utile residuo dell'esercizio 1996 portato a nuovo, alla riserva "Utili accantonati ai sensi della legge 488/92".
Nel corso del 1998 l'Eni SpA ha acquistato da terzi n. 287.401 azioni per 113.854.473 lire.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è variata da n. 8.937.704.846 azioni a n. 8.937.992.247 azioni del valore nominale di 352 lire, pari al 70,10189% del capitale sociale di 4.488.000.000.000 di lire.

EniComunicazione SpA - Roma L'assemblea del 30 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 11.625.496.721 lire e ha deliberato di frazionare le n. 3.800.000 azioni del valore nominale di 10.000 lire in n. 38.000.000.000 di azioni del valore nominale di 1 lira cadauna e di coprire la perdita mediante la riduzione del capitale sociale da 38.000.000.000 di lire a 26.375.040.000 lire da attuarsi mediante annullamento di n. 11.624.960.000 azioni e, per la parte non frazionabile, mediante versamento in contanti da parte degli azionisti di 536.721 lire. L'assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale sociale da 26.375.040.000 lire a 38.000.000.000 di lire mediante emissione di n. 11.624.960.000 azioni del valore nominale di 1 lira. L'Eni SpA, in pari data, ha sottoscritto n. 11.624.944.704 azioni, versando, a totale liberazione delle stesse, la somma di 11.624.944.704 lire e, per la parte non frazionabile, la somma di 536.721 lire. L'assemblea ha deliberato altresì di raggruppare le n. 38.000.000.000 di azioni da 1 lira cadauna in n. 3.800.000 azioni da 10.000 lire cadauna.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 3.799.995 azioni del valore nominale di 10.000 lire pari al 99,99987% del capitale sociale di 38.000.000.000 di lire.

EniData SpA - Milano L'assemblea del 24 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 5.824.601.361 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando parte degli utili degli esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 5.980.000.000 di lire, pari a 1.840 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 583.540.402 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a 897.000.000 di lire, in data 11 maggio 1998.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 487.500 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 15% del capitale sociale di 32.500.000.000 di lire.

Enifin - Società Finanziaria Eni SpA - San Donato Milanese L'assemblea del 29 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 1.083.597.901 lire e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 2.502.586 azioni del valore nominale di 100.000 lire, pari al 100% del capitale sociale di 250.258.600.000 lire.

EniFormazione ScpA - San Donato Milanese La società, costituita in data 5 agosto 1998 con capitale sociale di 4.000.000.000 di lire, svolge l'attività di formazione manageriale e professionale di dirigenti, quadri, impiegati ed operai e di fornitura di servizi di ricerca e selezione di risorse qualificate.
L'Eni SpA ha sottoscritto in pari data n. 1.200.000 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 30% del capitale sociale, versando, a parziale liberazione delle stesse, la somma di 360.000.000 di lire, pari ai 3/10 del capitale sottoscritto. In data 9 ottobre 1998 l'Eni SpA ha versato la somma di 840.000.000 di lire pari agli ulteriori 7/10 del capitale sottoscritto.

Eni International Holding BV - Amsterdam L'assemblea del 28 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 218.883.091 dollari USA e ha deliberato, dopo la distribuzione nel corso del 1997 di acconti sui dividendi per 226.562.082 dollari USA, la riduzione della riserva di utili portati a nuovo per la differenza di 7.678.991 dollari USA. L'assemblea del 22 maggio 1998 ha deliberato di distribuire acconti sui dividendi 1998 per 22.440.000 dollari USA. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a 20.636.556 dollari USA, in data 27 maggio 1998.
L'assemblea del 15 dicembre 1998 ha deliberato di distribuire ulteriori acconti sui dividendi 1998 per 117.480.000 dollari USA. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a 108.038.438 dollari USA, in data 23 dicembre 1998.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 83.374.227 quote del valore nominale di 10 fiorini olandesi, pari al 91,96325% del capitale sociale di 906.603.710 fiorini olandesi.

Enirisorse SpA - Roma L'assemblea del 30 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 315.357.516.376 lire e ne ha deliberato la copertura mediante l'integrale riduzione del capitale sociale di 100.000.000.000 di lire e, per la parte eccedente, mediante il versamento di 215.357.516.376 lire. L'assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale a 100.000.000.000 di lire mediante emissione di n. 10.000.000 di azioni del valore nominale di 10.000 lire. L'Eni SpA ha versato in pari data la somma di 215.357.516.376 lire a copertura della perdita eccedente il capitale sociale e ha sottoscritto n. 10.000.000 di azioni versando, a totale liberazione delle stesse, la somma di 100.000.000.000 di lire.
L'assemblea del 14 ottobre 1998 ha approvato la situazione patrimoniale al 30 giugno 1998 che chiude con la perdita di 330.575.110.600 lire e ne ha deliberato la copertura mediante l'integrale riduzione del capitale sociale di 100.000.000.000 di lire e, per la parte eccedente, mediante il versamento di 230.575.110.600 lire. L'assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale a 100.000.000.000 di lire mediante emissione di n. 10.000.000 di azioni del valore nominale di 10.000 lire. L'Eni SpA ha versato in pari data la somma di 230.575.110.600 lire a copertura della perdita eccedente il capitale sociale e ha sottoscritto n. 10.000.000 di azioni versando, a parziale liberazione delle stesse, la somma di 30.000.000.000 di lire, pari ai 3/10 del capitale sottoscritto.
Complessivamente l'Eni SpA ha versato la somma di 575.932.626.976 lire.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 10.000.000 di azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000.000 di lire.

EniSud SpA - Roma L'assemblea del 23 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 2.227.115.859 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 3.243.100 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 50% del capitale sociale di 64.862.000.000 di lire.

EniTecnologie SpA (ex Eniricerche SpA) - San Donato Milanese L'assemblea del 28 aprile 1998 della Eniricerche SpA ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 5.252.863.111 lire e ne ha deliberato la copertura mediante la riduzione del capitale sociale da 34.642.809.000 lire a 30.000.000.000 di lire, da eseguirsi con annullamento di n. 4.642.809 azioni da 1.000 lire cadauna, e l'utilizzo della riserva indisponibile per 3.111 lire. La perdita residua di 610.051.000 lire è stata portata a nuovo. L'assemblea ha deliberato altresì di modificare la denominazione sociale in EniTecnologie SpA.
Nell'ambito del riassetto delle attività di ricerca nell'ambito del Gruppo, l'Eni SpA nel corso del 1998 ha ceduto al valore nominale n. 3.184.857 azioni all'EniChem SpA e n. 2.979.461 azioni all'AgipPetroli SpA e ha acquistato al valore nominale n. 20.535 azioni dalla Snam SpA e n. 20.539 azioni dalla Snamprogetti SpA.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è variata da n. 20.928.002 azioni a n. 12.000.000 di azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 40% del capitale sociale di 30.000.000.000 di lire.

Eurosolare SpA - San Donato Milanese L'assemblea degli azionisti del 27 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 2.561.219.395 lire che residua in 1.350.030.499 lire dopo la copertura delle perdite al 31 marzo 1997, deliberata dell'assemblea del 23 maggio 1997, e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 19.999.900 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 99,999% del capitale sociale di 20.000.000.000 di lire.

Iafe SpA - Castelgandolfo L'assemblea del 24 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 19.057.337 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, la copertura della perdita dell'esercizio precedente pari a 11.400.462 lire e il riporto a nuovo dell'utile residuo di 6.713.473 lire.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 875.000 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 35% del capitale sociale di 2.500.000.000 di lire.

Italiana Petroli SpA - Genova L'assemblea del 27 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 114.787.140.442 lire e ha deliberato, utilizzando parte degli utili degli esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 114.787.400.000 lire, pari a 93.704 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 705.177 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a 65.592.144.072 lire, in data 12 maggio 1998.
In data 19 giugno 1998 l'Eni SpA ha conferito l'intera partecipazione nella società, rappresentata da n. 699.993 azioni ordinarie del valore nominale di 100.000 lire, all'AgipPetroli SpA al valore di perizia di 570.000.000.000 di lire.
L'assemblea del 25 giugno 1998 ha approvato la fusione per incorporazione della Italiana Petroli SpA nella AgipPetroli SpA a far data dalle ore 24.00 del 31 dicembre 1998. L'atto di fusione è stato stipulato in data 25 novembre 1998.

Padana Assicurazioni SpA - San Donato Milanese L'assemblea del 22 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 56.105.855.220 lire e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 33.900.000.000 di lire, pari a 1.130 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 22.205.855.220 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a 3.390.000.000 di lire, in data 4 maggio 1998.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 3.000.000 di azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 10% del capitale sociale di 30.000.000.000 di lire.

Saipem SpA - San Donato Milanese L'assemblea del 29 gennaio 1998 ha deliberato di aumentare il capitale sociale da 400.000.000.000 di lire a 440.000.000.000 di lire mediante emissione di n. 40.000.000 di azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire con un sovrapprezzo di 8.900 lire cadauna, la cui sottoscrizione è stata riservata agli investitori professionali italiani e istituzionali esteri.
In data 23 marzo 1998 l'Eni SpA ha ceduto agli stessi soggetti n. 75.000.000 di azioni ordinarie al prezzo di 9.900 lire per un corrispettivo di 742.500.000.000 di lire.
L'assemblea del 16 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 97.519.516.478 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 150 lire alle azioni ordinarie e di 180 lire alle azioni di risparmio, pari complessivamente a 66.052.995.540 lire e di riportare a nuovo l'utile residuo di 26.590.545.114 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a 8.692.218.900 lire, in data 18 maggio 1998.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è variata da n. 132.948.126 a n. 57.948.126 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire, pari al 13,17025% del capitale sociale di 440.000.000.000 di lire.

Sieco SpA - San Donato Milanese L'assemblea del 20 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 213.327.223 lire e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 16.000 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 16% del capitale sociale di 1.000.000.000 di lire.

Snam SpA - San Donato Milanese L'assemblea del 30 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 1.423.780.093.720 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando parte degli utili degli esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 1.353.018.598.796 lire, pari a 623 lire per azione. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a 1.351.909.959.505 lire, in data 15 maggio 1998.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 2.169.999.935 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 99,99999% del capitale sociale di 2.170.000.000.000 di lire.

Snamprogetti SpA - San Donato Milanese L'assemblea del 27 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 85.985.981.492 lire e ha deliberato di distribuire agli azionisti, previo accantonamento alla riserva legale, un dividendo di 81.600.000.000 di lire, pari a 4.080 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 86.682.417 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a 65.280.000.000 di lire, in data 12 maggio 1998.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 16.000.000 di azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari all'80% del capitale sociale di 200.000.000.000 di lire.

Società Petrolifera Italiana SpA - San Donato Milanese L'assemblea degli azionisti del 29 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 7.123.354.168 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 6.573.600.000 lire, pari a 90 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di lire 193.586.460.
L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a 6.571.106.730 lire, in data 14 maggio 1998.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 73.012.297 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 99,96207% del capitale sociale di 73.040.000.000 di lire.

Sofid - Società Finanziamenti Idrocarburi SpA - Roma L'assemblea del 27 marzo 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 11.841.459.519 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 10.650.699.020 lire, pari a 65 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 598.687.523 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a 8.279.754.860 lire, in data 14 aprile 1998.
L'assemblea del 16 luglio 1998 ha approvato il progetto di fusione per incorporazione della Serfi SpA nella Sofid SpA con effetto dal 30 ottobre 1998. Per effetto di tale operazione il capitale sociale della Sofid SpA è variato da 163.856.908.000 lire a 164.495.190.000 lire.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in numero 127.380.844 azioni del valore nominale di 1.000 lire, variando la percentuale di partecipazione dal 77,73907% al 77,43743% del capitale sociale di 164.495.190.000 lire.

Sonicem - Società Mineraria Centro Meridionale SpA - Ragusa L'assemblea degli azionisti del 29 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 2.149.792.544 lire e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.149.000.000 di lire, pari a 107.450 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 792.544 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza, pari a 1.934.100.000 lire, in data 14 maggio 1998.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 18.000 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 90% del capitale sociale di 200.000.000 di lire.

Tecnomare SpA - Venezia L'assemblea del 30 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 5.511.325.202 lire e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo della riserva straordinaria.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 180.000 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 45% del capitale sociale di 4.000.000.000 di lire.

Temars SpA - Bologna L'assemblea del 20 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 1.877.590.389 lire e ne ha deliberato la copertura mediante l'integrale riduzione del capitale sociale di 1.390.000.000 di lire e l'utilizzo di riserve per 517.180 lire e, per la parte eccedente, mediante il versamento in contanti da parte degli azionisti di 487.073.209 lire. L'assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale sociale a 1.390.000.000 di lire mediante emissione di n. 1.390.000 azioni del valore nominale di 1.000 lire. In pari data l'Eni SpA ha versato la somma di 48.707.321 lire a copertura della perdita eccedente il capitale sociale e ha sottoscritto n. 139.000 azioni del valore nominale di 1.000 lire, versando, a totale liberazione delle stesse, la somma di 139.000.000 di lire.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 139.000 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 10% del capitale sociale di 1.390.000.000 di lire.

IMPRESE COLLEGATE

Albaconi SpA - Roma L'assemblea del 31 luglio 1998 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 127.323.000.000 di lire a 343.423.000.000 di lire mediante emissione di n. 2.161.000 azioni del valore di 100.000 lire. L'Eni SpA ha sottoscritto n. 756.350 azioni versando l'importo di 75.635.000.000 di lire in data 31 luglio 1998.
L'assemblea del 28 settembre 1998 ha approvato il bilancio al 31 marzo 1998 che chiude con la perdita di 72.512.381.588 e ne ha deliberato la copertura mediante l'utilizzo della riserva sovrapprezzo azioni.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è variata da n. 445.630 a n. 1.201.980 azioni del valore nominale di 10.000 lire, rimanendo immutata la percentuale di partecipazione pari al 34,99999% del capitale sociale di 343.423.000.000 di lire.

Consorzio S.E.T. Sviluppo Elettrico Trecate - San Martino Trecate L'assemblea del 23 febbraio 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude in pareggio.
La partecipazione nel consorzio rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 5 quote del valore nominale di 2.000.000 di lire, pari al 50% del fondo consortile di 20.000.000 di lire.

Leag SpA (in liquidazione) - Mosca La partecipazione nella società è rimasta immutata in n. 60 azioni del valore nominale di 5.640.000 rubli, pari al 30% del capitale sociale di 1.128.000.000 di rubli.

Nuovo Pignone SpA - Firenze In data 27 gennaio 1998 è stata perfezionata la cessione alla General Electric delle n. 13.320.000 azioni della società possedute dall'Eni SpA, pari al 9,25% del capitale sociale, per il corrispettivo di 143.096.760.000 lire.

Thetis SpA - Venezia L'assemblea del 2 dicembre 1997 ha deliberato un aumento gratuito di capitale da 7.041.795.600 lire a 7.200.200.000 lire incrementando il valore nominale delle azioni da 97.800 lire a 100.000 lire, mediante utilizzo della riserva ex art. 55 TUIR per 158.404.400 lire. L'assemblea ha deliberato altresì un ulteriore aumento di capitale da 7.200.200.000 lire a 12.200.200.000 lire mediante emissione di n. 50.000 azioni ordinarie del valore nominale di 100.000 lire, la cui sottoscrizione scadrà il 31 dicembre 1998. A tale data sono state sottoscritte n. 40.500 azioni ordinarie. L'Eni SpA ha rinunciato ad esercitare il diritto di opzione di propria spettanza.
Per effetto dell'operazione sopradescritta, la partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 32.202 azioni del valore nominale di 100.000 lire ed è variata la percentuale di partecipazione dal 28,75127% al 28,62350% del capitale sociale di 11.250.200.000 lire.

ALTRE PARTECIPAZIONI

Campec Scrl - Consorzio sulle applicazioni dei materiali plastici e per i problemi di difesa dalla corrosione - Portici L'assemblea del 27 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 2.465.127 lire e ha deliberato di destinare l'utile a copertura delle perdite degli esercizi precedenti.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata all'11,17650% del fondo consortile di 200.000.000 di lire.

Comerint SpA - Roma L'assemblea del 30 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 6.630.328.134 lire e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 50.000 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 10% del capitale sociale di 5.000.000.000 di lire.

Couphoebus Scrl - Catania L'assemblea dei soci del 27 marzo 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 1.411.120.806 lire e ne ha deliberato la parziale copertura mediante l'utilizzo di riserve per 1.284.162.688 lire, riportando a nuovo la perdita residua di 126.958.118 lire.
L'assemblea del 6 luglio 1998, ha approvato la situazione patrimoniale al 31 maggio 1998 che chiude con la perdita di 4.853.288.820 lire. L'assemblea ha deliberato altresì la copertura delle perdite cumulate di 4.980.246.938 lire, mediante l'abbattimento integrale del capitale sociale e per la parte residua di 3.474.246.938 lire, mediante il versamento da parte dei soci. L'assemblea ha deliberato la ricostituzione del capitale sociale a 1.506.000.000 di lire.
L'Eni SpA non ha effettuato la copertura delle perdite eccedenti il capitale e non ha sottoscritto l'aumento del capitale sociale.

Consel - Consorzio Elis Scrl - Roma L'assemblea del 23 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude in pareggio.
La partecipazione nel consorzio rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 50 quote del valore nominale di 100.000 lire, pari al 5% del fondo consortile di 100.000.000 di lire.

Consorzio per lo Sviluppo Industriale della Provincia di Potenza - Potenza L'assemblea del 29 giugno 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 4.201.305.706 lire e ne ha deliberato la copertura mediante l'utilizzo di riserve.
La partecipazione nel consorzio rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di 20.000.000 di lire, pari all'1,96114% del fondo consortile di 1.019.815.664 lire.

Consorzio Pisa Ricerche - Pisa L'assemblea del 27 febbraio 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 15.139.349 lire e ne ha deliberato l'attribuzione alla riserva statutaria.
La partecipazione nel consorzio rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 1 quota del valore nominale di 50.000.000 di lire, pari al 7,14286% del fondo consortile di 700.000.000 di lire.

Consorzio Universitario in Ingegneria della Qualità - Qualital - Pisa L'assemblea del 27 febbraio 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 597.804.691 lire e ne ha deliberato la copertura tramite l'utilizzo della riserva statutaria.
La partecipazione nel consorzio al 31 dicembre 1998 è rappresentata da n. 1 quota del valore nominale di 17.142.858 lire, pari al 7,14286% del fondo consortile di 240.000.000 di lire.

Cristal Ltd - Hamilton L'assemblea del 25 maggio 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 11.799 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 1 azione del valore nominale di 10 dollari USA, pari allo 0,00833% del capitale sociale di 120.000 dollari USA.

Emittenti Titoli SpA - Milano L'assemblea del 21 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con la perdita di 13.074.000 lire e ne ha deliberato la copertura mediante versamento da parte dei soci. L'Eni SpA ha versato la somma di 1.307.400 lire in data 8 maggio 1998.
L'assemblea del 21 dicembre 1998 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 200.000.000 di lire a 10.000.000.000 di lire.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 20.000 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 10% del capitale sociale di 200.000.000 di lire.

Eur Duemila Associazione - Roma L'associazione, costituita in data 31 marzo 1998, ha per oggetto la promozione delle iniziative volte alla valorizzazione del territorio, delle risorse, del patrimonio, dei servizi e della cultura del quartiere Eur di Roma e delle sue aree adiacenti.
L'Eni SpA ha partecipato alla costituzione versando la quota associativa di 100.000.000 di lire, pari al 16,66666% del patrimonio di 600.000.000 di lire.

Mediotrade SpA - Roma L'assemblea del 21 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 428.597.889 lire e ha deliberato di attribuire l'utile a parziale copertura delle perdite degli esercizi precedenti.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 2.400 azioni del valore nominale di 75.000 lire, pari al 4,63858% del capitale sociale di 3.880.500.000 lire.

Norsea Pipeline Ltd - Londra Il Consiglio di amministrazione della società, nell'adunanza del 10 dicembre 1997 ha approvato la distribuzione acconti su dividendi 1997 per 4.621.735,63 lire sterline. L'Eni SpA ha incassato i dividendi di propria spettanza pari a 477.177,17 lire sterline in data 2 gennaio 1998. Il Consiglio di amministrazione della società, nell'adunanza del 12 marzo 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 17.159.000 lire sterline. Nella stessa adunanza e in quella successiva del 25 giugno 1998, il Consiglio di amministrazione ha deliberato di distribuire acconti sui dividendi 1998 per 10.639.890,24 lire sterline. L'Eni SpA ha incassato i dividendi di propria spettanza, pari a 1.098.391,34 lire sterline nei mesi di aprile e luglio 1998.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997, è rimasta immutata in n. 786.025 azioni del valore nominale di 1 lira sterlina, pari al 10,32333% del capitale sociale di 7.614.062 lire sterline.

Sapir SpA - Ravenna L'assemblea del 30 aprile 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 1.301.396.782 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale ed alla riserva straordinaria, di distribuire agli azionisti un dividendo di 621.000.000 di lire, pari a 30 lire per azione. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza pari a 15.173.040 lire.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 505.768 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 2,44097% del capitale sociale di 20.720.000.000 di lire.

S.A.R.C.I.S. SpA - Palermo L'assemblea del 10 luglio 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 372.197.918 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di attribuire l'utile residuo pari a 353.588.023 lire a copertura parziale delle perdite di esercizi precedenti.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 1.691.625 azioni del valore nominale di 448 lire, pari al 10% del capitale sociale di 7.578.480.000 lire.

Simest SpA - Roma L'assemblea dell'8 giugno 1998 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1997 che chiude con l'utile di 11.712.528.619 lire e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, l'imputazione alla riserva straordinaria.
In data 30 giugno 1998 è scaduto il termine per la sottoscrizione dell'aumento di capitale da 261.532.510.000 lire a 498.000.000.000 di lire, deliberato dall'assemblea del 26 giugno 1997, non sottoscritto dall'Eni.
La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1997 è rimasta immutata in n. 4.123.575 azioni del valore nominale di 1.000 lire, mentre è variata la percentuale di partecipazione passando dall'1,40150 all'1,30234% del capitale sociale di 316.627.369.000 lire.

E.N.I. S.p.A.

ESERCIZIO 1999

PAGINA BIANCA

RELAZIONE AMMINISTRATIVA

PAGINA BIANCA

RELAZIONE SULLA GESTIONE

ANDAMENTO OPERATIVO

Riserve

Al 31 dicembre 1999 le riserve certe di idrocarburi dell'Eni SpA erano pari a 1.412 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), con una diminuzione di 93 milioni, pari al 6,18%, rispetto al 31 dicembre 1998.

Riserve certe di idrocarburi

	1998	1999	Variazione assoluta	Variazione %
Petrolio e condensati (milioni di barili)	280	281	1	0,36
Gas naturale (miliardi di metri cubi)	194,46	179,56	(14,90)	(7,66)
Idrocarburi (milioni di boe) (1)	**1.505**	**1.412**	**(93)**	**(6,18)**

(1) Il gas naturale è stato convertito in boe (barili di petrolio equivalente) utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0063.

Nel 1999 le riserve di petrolio e condensati si sono incrementate di 32,0 milioni di barili principalmente per le estensioni e le revisioni di precedenti stime nei campi della Val d'Agri e per le revisioni di precedenti stime nei campi di Torrente Tona, Aquila, Cavone, Giaurone e Villafortuna. Tenuto conto della produzione (31,0 milioni di barili) le riserve sono rimaste sostanzialmente invariate rispetto all'esercizio precedente.

Esplorazione e sviluppo

Al 31 dicembre 1999 il portafoglio minerario dell'Eni SpA sul territorio nazionale consisteva in 124 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 40.699 chilometri quadrati (41.511 al 31 dicembre 1998) e in 143 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 12.783 chilometri quadrati (12.517 al 31 dicembre 1998).

Nel corso dell'anno sono stati ottenuti 24 nuovi titoli minerari, di cui 18 permessi di ricerca e 6 concessioni di coltivazione. Con l'assegnazione delle residue 8 concessioni di stoccaggio, risultano assegnati all'Eni SpA tutti i titoli chiesti relativi all'ex area di esclusiva della Val Padana.

Nel 1999 gli investimenti effettuati nell'attività esplorativa ammontano a 140 milioni di euro (186 nel 1998); gli investimenti hanno interessato in particolare i temi a olio nelle aree dell'Appennino Centro Meridionale (pozzi di Cerro Falcone in Val d'Agri e di Monte Gargaruso) e della Val Padana (pozzo Barate 1) e i temi a gas nelle aree della Sicilia (pozzi Masseria Vecchia 1 e Pizzo Tamburino 1), dell'offshore adriatico e della Val Padana. Sono stati perforati 16 pozzi esplorativi (31 nel 1998). La flessione degli investimenti è dovuta alla politica di rigorosa selezione dei temi di ricerca.

Nel 1999 gli investimenti effettuati nell'attività di sviluppo ammontano a 430 milioni di euro (408 nel 1998); in particolare gli investimenti hanno riguardato:

- il proseguimento della messa in produzione dei giacimenti della Val d'Agri (Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone) e delle attività di realizzazione del Centro Olio e dell'oleodotto di collegamento alla raffineria di Taranto. In relazione al programma di sviluppo petrolifero dell'area, nel corso dell'anno sono stati definiti gran parte degli accordi attuativi necessari a rendere esecutivo il protocollo d'intenti sottoscritto nel 1998 con la Regione Basilicata che prevede l'impegno da parte dell'Eni SpA, anche per conto del partner Enterprise SpA, di realizzare interventi congiunti volti in particolare alla salvaguardia ambientale. L'impegno finanziario connesso ammonta al 31 dicembre 1999 a 227 milioni di euro, di cui 144 milioni in quota Eni. Nel giugno 1999 è stato firmato con l'Enterprise SpA un accordo di pre-unificazione del giacimento (denominato "trend 1") comprendente la concessione Grumento Nova e le zone sud delle concessioni Caldarosa e Volturino. Le percentuali di partecipazione nella concessione unificata sono stabilite provvisoriamente in 71 e 29%, rispettivamente per Eni SpA e per Enterprise SpA. Le quote dovranno essere definite entro il 20 maggio 2000; entro tale data, anche in assenza di un accordo tra le parti, sarà comunque presentata al Ministero dell'industria, commercio e artigianato l'istanza di unificazione sulla base delle quote previste dall'accordo preliminare;
- la realizzazione di progetti di compressione per assicurare il mantenimento dei massimi livelli produttivi nei campi a gas (Barbara e Rubicone nell'offshore adriatico e Fano nell'onshore);
- la messa in produzione dei nuovi campi a gas di Bonaccia (7 pozzi), Barbara North West (4 pozzi), Fiumetto (1 pozzo) e Anemone Nord (1 pozzo);

- la messa in produzione di nuovi pozzi per l'ottimizzazione della coltivazione di giacimenti già in produzione, di cui 15 a gas (Candela 7 pozzi, Anemone 7 pozzi e Amelia 1 pozzo) e 2 pozzi a olio (Gela 110 e 111).

Complessivamente gli investimenti effettuati nel 1999, comprese le dotazioni patrimoniali, ammontano a 599 milioni di euro, con un decremento di 30 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

Relativamente al "Progetto di Sviluppo Alto Adriatico", che prevedeva lo sviluppo congiunto di 15 campi offshore di gas naturale con riserve certe di 27 miliardi di metri cubi, in data 3 dicembre 1999 il Ministero dell'ambiente, d'intesa con la Regione Veneto, ha emanato un decreto che sancisce il divieto di coltivazione di idrocarburi liquidi o gassosi entro 12 miglia nautiche dalla linea di costa. Il decreto stabilisce inoltre le condizioni a cui rimane subordinata la possibilità di autorizzare, prima in via sperimentale poi in via definitiva, la coltivazione di giacimenti situati al di fuori delle 12 miglia nautiche. A seguito dell'emanazione del decreto si è proceduto alla cancellazione delle riserve di gas naturale relative ai campi situati entro il limite delle 12 miglia dalla costa (5,4 miliardi di metri cubi) e alla svalutazione di costi imputati all'attivo patrimoniale non più recuperabili (21 milioni di euro).

Produzione

Nel 1999 la produzione di idrocarburi è stata di 126,6 milioni di boe (139,2 nel 1998), con una produzione media giornaliera di circa 347.000 boe (381.000 boe nel 1998). La produzione di petrolio e condensati è stata di 31,0 milioni di barili (34,9 nel 1998); la produzione di gas naturale è stata di 15,18 miliardi di metri cubi (16,55 nel 1998). La flessione della produzione di 12,6 milioni di boe è dovuta principalmente al declino naturale del campo a olio di Villafortuna/Trecate (-5,1 milioni di barili) e di alcuni campi a gas dell'offshore adriatico (tra cui Barbara, Garibaldi/Agostino e Luna), solo parzialmente assorbita dagli effetti dell'entrata in produzione del campo a gas di Bonaccia e dei campi a olio di Monte Enoc e Cerro Falcone nella Val d'Agri.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Signori Azionisti,

il bilancio dell'esercizio 1999 che sottoponiamo alla Vostra approvazione chiude con l'utile netto di 2.224 milioni di euro, con un incremento di 1.126 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente dovuto principalmente:

- all'aumento dell'utile operativo di 471 milioni di euro a seguito essenzialmente:

  . dei minori ammortamenti e svalutazioni (299 milioni di euro) connessi in particolare: (i) alla circostanza che nell'esercizio 1998 venne rilevata la svalutazione di asset minerari di 137 milioni di euro; (ii) alla riduzione degli ammortamenti di sviluppo di 119 milioni di euro per la minore produzione e per gli effetti della svalutazione effettuata nel 1998; (iii) alla flessione degli ammortamenti di ricerca mineraria di 46 milioni di euro per la maggiore selettività degli investimenti;

  . dell'aumento dei ricavi di vendita di greggi e condensati (136 milioni di euro) per l'incremento dei prezzi di vendita (circa il 54%), i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla diminuzione delle quantità vendute (3,2 milioni di barili);

- all'effetto del nuovo principio n. 25 in materia di trattamento contabile delle imposte sul reddito emanato nel marzo 1999 dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri. Il nuovo principio contabile prevede l'iscrizione delle differenze temporanee tra il valore attribuito a un'attività, o a una passività, secondo criteri civilistici e il valore a esse riconosciuto ai fini fiscali; la sua applicazione, obbligatoria a partire dai bilanci chiusi dopo il 31 marzo 1999, ha comportato l'iscrizione di un provento straordinario per imposte anticipate nette al 1° gennaio 1999 di 414 milioni di euro[1] riguardanti essenzialmente il fondo smantellamento e ripristino siti (300 milioni di euro), il fondo copertura perdite di imprese partecipate (70 milioni di euro) e i fondi ammortamento e svalutazione non detraibili (51 milioni di euro), parzialmente assorbite dalle imposte differite riguardanti, in particolare, i proventi su cessioni di beni a tassazione differita. Tenuto conto dei "rigiri" delle imposte di competenza dell'esercizio, l'effetto sul risultato di esercizio della modifica del criterio ammonta a 397 milioni di euro;

- all'aumento dei proventi netti su partecipazioni di 177 milioni di euro a seguito essenzialmente dei maggiori dividendi da società controllate (263 milioni di euro), parzialmente assorbiti dalle maggiori perdite su partecipazioni (79 milioni di euro);

- all'aumento dei proventi finanziari di 149 milioni di euro a seguito del rimborso di crediti di imposta (95 milioni di euro), dell'incremento delle differenze attive nette di cambio (39 milioni di euro) e dell'effetto del miglioramento della posizione finanziaria;

- alla riduzione delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (103 milioni di euro) per effetto essenzialmente della circostanza che a partire dal 1999 gli ammortamenti anticipati stanziati al fine di ottenere benefici fiscali non sono iscritti nel conto economico, ma rilevati alla riserva di patrimonio netto "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" in sede di attribuzione dell'utile di esercizio da parte dell'Assemblea degli azionisti, così come raccomandato dal citato nuovo principio contabile.

Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti:

- dall'aumento delle imposte correnti connesso all'incremento del risultato;

- dalla flessione dei proventi straordinari di 88 milioni di euro connessa essenzialmente alla circostanza che nell'esercizio 1998 venne realizzato il provento derivante dalla restituzione da parte dell'Enirisorse SpA della ricapitalizzazione della società effettuata dall'Eni SpA nel 1997 (79 milioni di euro), ritenuta dalla Commissione Europea "aiuto di Stato incompatibile".

La posizione finanziaria netta positiva di 996 milioni di euro registra un incremento rispetto al 31 dicembre 1998 di 1.270 milioni di euro. Il flusso di cassa del risultato operativo (1.808 milioni di euro), l'incasso dei dividendi (1.784 milioni di euro) e l'incasso dei crediti di imposta (835 milioni di euro) hanno consentito di migliorare la posizione finanziaria, di effettuare investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali e in partecipazioni per complessivi 2.150 milioni di euro e di corrispondere agli azionisti il dividendo 1998 di 1.239 milioni di euro.

(1) Le istruzioni al modello "Unico 99" hanno escluso la tassabilità delle imposte anticipate facendo venir meno le incertezze che ne impedivano la contabilizzazione. In precedenza l'Eni contabilizzava le imposte anticipate fino a concorrenza di quelle differite. L'ammontare delle imposte anticipate non iscritte veniva indicato nella nota integrativa a commento del patrimonio netto.

Conto economico sintetico riclassificato

(milioni di €)

	1997	1998	1999	Variazione % 1998/1999
Ricavi della gestione caratteristica	5.963	4.532	2.588	(42,89)
Altri ricavi e proventi	45	35	43	22,86
Ricavi totali	**6.008**	**4.567**	**2.631**	**(42,39)**
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(4.094)	(2.850)	(753)	(73,58)
Lavoro e oneri relativi	(250)	(240)	(229)	(4,58)
Margine operativo lordo	**1.664**	**1.477**	**1.649**	**11,65**
Ammortamenti e svalutazioni	(637)	(804)	(505)	(37,19)
Utile operativo	**1.027**	**673**	**1.144**	**69,99**
Proventi (oneri) finanziari netti	(36)	29	178	..
Proventi su partecipazioni netti	1.928	697	874	25,39
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**2.919**	**1.399**	**2.196**	**56,97**
(Oneri) proventi straordinari netti	(7)	76	(12)	..
Utile prima delle imposte e del nuovo principio contabile	**2.912**	**1.475**	**2.184**	**48,07**
Effetto del nuovo principio contabile (1)			414	
Imposte sul reddito	(1.432)	(571)	(896)	56,92
Crediti di imposta su dividendi (2)	1.038	534	759	42,13
	(394)	**(37)**	**277**	..
Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie	(441)	(340)	(237)	(30,29)
Utile netto	**2.077**	**1.098**	**2.224**	..

(1) Riguarda lo stanziamento delle imposte anticipate pregresse nette in applicazione del documento n. 25 del marzo 1999 del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri in materia di trattamento contabile delle imposte sul reddito.

(2) I crediti di imposta 1998 non utilizzati a fronte delle imposte (11 milioni di euro) sono classificati nei proventi su partecipazioni netti.

Nei punti seguenti sono illustrate le componenti e le variazioni intervenute nelle diverse voci del conto economico.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di €)

	1997	1998	1999	Variazione 1998/1999
Gas naturale	1.698	1.440	1.441	1
Greggi e condensati	570	347	483	136
	2.268	**1.787**	**1.924**	**137**
Compensi per servizi di stoccaggio e modulazione	423	427	429	2
Prestazioni, servizi e vendite di altri prodotti petroliferi e materiali diversi	195	196	235	39
	2.886	**2.410**	**2.588**	**178**
Commercializzazione di greggi e condensati d'acquisto (1)	3.077	2.122		(2.122)
	5.963	**4.532**	**2.588**	**(1.944)**

(1) L'attività di commercializzazione di greggi e condensati d'acquisto è stata conferita all'AgipPetroli SpA con decorrenza 1° gennaio 1999.

I ricavi di vendita di gas naturale sono rimasti sostanzialmente immutati rispetto al 1998; l'effetto dell'aumento dei prezzi di vendita di circa il 9% è stato assorbito dalla flessione delle quantità vendute di 1,40 miliardi di metri cubi (da 17,84 a 16,44) a seguito del declino naturale di alcuni campi.

L'aumento dei ricavi di vendita dei greggi e condensati (136 milioni di euro) è dovuto all'effetto dell'incremento di circa il 54% dei prezzi di vendita, parzialmente assorbito dalla diminuzione delle quantità vendute di 3,2 milioni di barili (da 34,3 a 31,1).

L'aumento dei ricavi per prestazioni, servizi e vendite di altri prodotti petroliferi e materiali diversi di 39 milioni di euro è dovuto essenzialmente alle maggiori prestazioni rese a società controllate.

L'analisi per "destinazione" dei ricavi della gestione caratteristica è la seguente:

(milioni di €)

	1997	1998	1999	Variazione 1998/1999
Snam SpA per vendita gas e servizi di stoccaggio e modulazione	2.114	1.860	1.846	(14)
AgipPetroli SpA per vendita greggi e condensati	1.454	975	505	(470)
Altre controllate	196	194	172	(22)
Terzi	2.199	1.503	65	(1.438)
	5.963	**4.532**	**2.588**	**(1.944)**

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 43 milioni di euro riguardano principalmente gli addebiti effettuati a società controllate per costi sostenuti nel loro interesse (20 milioni di euro), i rimborsi assicurativi (7 milioni di euro) e le plusvalenze su cessione di immobilizzazioni materiali (3 milioni di euro).

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(milioni di €)

	1997	1998	1999	Variazione 1998/1999
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (1)	516	513	544	31
Variazione rimanenze	(38)	38	33	(5)
Royalties	134	91	97	6
Accantonamento al fondo smantellamento e ripristino siti	381	92	79	(13)
	993	**734**	**753**	**19**
Commercializzazione di greggi e condensati d'acquisto	3.073	2.116		(2.116)
Imposta sul patrimonio netto	28			
	4.094	**2.850**	**753**	**(2.097)**

(1) Al netto dei costi riferiti agli investimenti.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi aumentano di 31 milioni di euro per effetto essenzialmente della svalutazione di parte delle immobilizzazioni in corso per lo sviluppo nell'area dell'Alto Adriatico (21 milioni di euro) a seguito del divieto di coltivazione di idrocarburi liquidi o gassosi entro le 12 miglia nautiche dalla linea di costa previsto dal decreto del 3 dicembre 1999 del Ministero dell'ambiente.

La variazione delle rimanenze di 33 milioni di euro è connessa alla riduzione delle quantità di gas naturale nei campi di stoccaggio.

La diminuzione dell'accantonamento al fondo smantellamento e ripristino siti di 13 milioni di euro è dovuta alla circostanza che nell'esercizio 1998 venne effettuata una revisione straordinaria dei costi previsti per la chiusura mineraria dei pozzi e il ripristino dei siti.

Lavoro e oneri relativi

Il costo lavoro (229 milioni di euro) diminuisce di 11 milioni di euro a seguito essenzialmente della riduzione del personale.

Il personale in servizio al 31 dicembre 1999 è di 5.172 unità, con un decremento di 248 unità rispetto al 31 dicembre 1998. L'analisi per categoria è la seguente:

	31.12.1997	31.12.1998	31.12.1999
Dirigenti	271	280	264
Quadri	1.174	1.250	1.246
Impiegati	3.024	2.927	2.785
Operai	1.015	963	877
	5.484	**5.420**	**5.172**

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di €)

	1997	1998	1999	Variazione 1998/1999
Immobilizzazioni materiali	436	458	339	(119)
Ricerca mineraria	177	186	140	(46)
Software e altre immobilizzazioni immateriali	24	23	26	3
	637	**667**	**505**	**(162)**
Svalutazioni		137		(137)
	637	**804**	**505**	**(299)**

La diminuzione degli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali di 119 milioni di euro è dovuta essenzialmente alle minori produzioni e all'effetto delle svalutazioni effettuate nel 1998.

La riduzione degli ammortamenti per ricerche minerarie di 46 milioni di euro è dovuta alla maggiore selettività degli investimenti.

Nonostante il sensibile aumento dei prezzi del greggio, gli asset svalutati nel 1998 (137 milioni di euro) non sono stati oggetto di rivalutazione per l'elevato rischio minerario dei campi e per l'incertezza sulla possibilità di disporre in futuro di produzioni di greggio adeguate a saturare gli impianti di trattamento.

Proventi finanziari netti

(milioni di €)

	1997	1998	1999	Variazione 1998/1999
Proventi da rimborso crediti di imposta			95	95
Differenze attive nette di cambio		2	41	39
Interessi su CCT	36	33	25	(8)
Interessi sui crediti di imposta	55	50	23	(27)
Oneri finanziari netti	(124)	(53)	(3)	50
Accantonamento per svalutazione interessi sui crediti di imposta 1988	(3)	(3)	(3)	
	(36)	**29**	**178**	**149**

I proventi da rimborso crediti di imposta di 95 milioni di euro derivano dalla differenza tra i crediti di imposta iscritti nel bilancio dell'esercizio 1998 (835 milioni di euro) e il valore nominale dei CCT 1995/2003 e 1997/2007 (rispettivamente 506 e 230 milioni di euro) maggiorati delle cedole maturate sino al 31 dicembre 1998 (194 milioni di euro), assegnati per il rimborso dei crediti Irpeg risultanti dalle dichiarazioni dei redditi degli esercizi 1988, 1989 e 1990. La differenza, determinabile solo al momento dell'assegnazione dei titoli, trae origine dal diverso tasso di interesse dei CCT assegnati rispetto a quello utilizzato - in applicazione dell'art. 44 del D.P.R. 29 settembre 1973, n. 602 e successive modificazioni - nello stanziamento degli interessi sui crediti di imposta nei bilanci degli esercizi precedenti, pari a circa un punto percentuale (44 milioni di euro), e dalle cedole maturate (51 milioni di euro) sugli interessi compresi nel valore nominale dei CCT (complessivamente 194 milioni di euro).

I proventi da differenze nette di cambio (41 milioni di euro) sono stati realizzati essenzialmente sulle disponibilità temporanee (436 milioni di dollari USA) finalizzate all'acquisto dall'Eni International Holding BV della partecipazione posseduta nell'Agip International BV, pari al 35,15% del capitale.

La riduzione degli oneri finanziari netti di 50 milioni di euro è dovuta al miglioramento della posizione finanziaria e alla riduzione dei tassi di interesse.

Proventi netti su partecipazioni

(milioni di €)

	1997	1998	1999	Variazione 1998/1999
Dividendi				
Snam SpA	699	697	1.108	411
Agip International BV	203	172	257	85
Eni International Holding BV	182	111	226	115
AgipPetroli SpA		147	103	(44)
Snamprogetti SpA	34	34	40	6
Sofid SpA	12	4	31	27
Norsea Pipeline Ltd	3	3	7	4
Saipem SpA	10	5	5	
Padana Assicurazioni SpA	1		3	3
Società Petrolifera Italiana SpA	5	3	2	(1)
Somicem SpA	10	1		(1)
Agip SpA (incorporata nel 1997 dall'Eni SpA)	968			
EniChem SpA	74			
Nuovo Pignone SpA	11			
Agip Production BV (incorporata nel 1998 dall'Agip International BV)		308		(308)
Italiana Petroli SpA (incorporata nel 1998 dall'AgipPetroli SpA)	22	34		(34)
Altre		2	2	
	2.234	**1.521**	**1.784**	**263**
Plusvalenze su cessioni e altri proventi				
Agip (NAME) Ltd (liquidata)			4	4
Saipem SpA	48			
Agip (Africa) Ltd	38			
Enifin SpA	12			
Agip (Overseas) Ltd (liquidata)	4			
Altre	2			
	2.338	**1.521**	**1.788**	**267**
Crediti di imposta su dividendi	1.038	545	759	214
Crediti di imposta utilizzati a fronte dell'Irpeg dell'esercizio	(1.038)	(534)	(759)	(225)
		11		(11)
Totale proventi	**2.338**	**1.532**	**1.788**	**256**
Svalutazioni e perdite				
EniChem SpA			(469)	(469)
Agip Exploration BV	(167)	(420)	(294)	126
Enirisorse SpA (in liquidazione)	(166)	(405)	(141)	264
Eurosolare SpA	(3)	(2)	(5)	(3)
EniComunicazione SpA	(6)	(3)	(4)	(1)
Agricoltura SpA (in liquidazione)	(64)			
Altre	(4)	(5)	(1)	4
Totale oneri	**(410)**	**(835)**	**(914)**	**(79)**
	1.928	**697**	**874**	**177**

Oneri straordinari netti

Gli oneri straordinari netti di 12 milioni di euro riguardano in particolare gli incentivi all'esodo del personale dipendente. La variazione di 88 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente è dovuta essenzialmente alla circostanza che nel 1998 venne realizzato il provento derivante dalla restituzione da parte dell'Enirisorse SpA della ricapitalizzazione effettuata dall'Eni SpA nel 1997 (69 milioni di euro maggiorata degli interessi al 31 dicembre 1998 di 10 milioni di euro) ritenuta dalla Commissione Europea, con decisione del 25 novembre 1998, "aiuto dello Stato incompatibile" ai sensi dell'art. 92 del trattato UE. Il provento trovava contropartita nella svalutazione della partecipazione nella Enirisorse SpA che aveva iscritto nel bilancio 1998 il corrispondente onere.

Effetto del nuovo principio contabile

L'applicazione del nuovo principio contabile n. 25, emanato nel marzo 1999 dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri in materia di trattamento delle imposte sul reddito ha comportato l'iscrizione di imposte anticipate pregresse nette al 1° gennaio 1999 di 414 milioni di euro riferite in particolare alle imposte anticipate assolte sul fondo smantellamento e ripristino siti (300 milioni di euro), sul fondo copertura perdite di imprese partecipate (70 milioni di euro) e sui fondi ammortamento e svalutazione non detraibili (51 milioni di euro), parzialmente assorbite dalle imposte differite riguardanti in particolare proventi su cessioni di beni a tassazione differita. Tenuto conto dei rigiri delle imposte di competenza dell'esercizio, l'effetto sul risultato di esercizio della modifica del criterio ammonta a 397 milioni di euro.

Imposte sul reddito

(milioni di €)

	1997	1998	1999	Variazione 1998/1999
Imposte correnti				
- Irpeg (1)	1.328	534	876	342
- Irap		37	50	13
- Ilor	104			
Imposte anticipate nette			(30)	(30)
	1.432	**571**	**896**	**325**

(1) Compensata dall'utilizzo di crediti di imposta su dividendi (1.038, 534 e 759 milioni di euro, rispettivamente negli esercizi 1997, 1998 e 1999).

L'incidenza delle imposte sul reddito sul risultato prima delle imposte e del nuovo principio contabile maggiorato dei crediti di imposta su dividendi e ridotto delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (2.706 milioni di euro) è pari a circa il 33%.

L'aliquota teorica determinata sulla base della configurazione del conto economico della Società ai fini Irpeg e Irap è pari a circa il 38%; la differenza tra l'aliquota teorica e quella effettiva è dovuta essenzialmente ai dividendi rivenienti da società estere residenti nella UE soggetti a tassazione limitatamente al 5% del loro ammontare a norma dell'art. 96 bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

Le imposte anticipate nette di 30 milioni di euro riguardano essenzialmente le imposte anticipate sull'accantonamento al fondo copertura perdite di imprese partecipate (52 milioni di euro) e sull'accantonamento al fondo smantellamento e ripristino siti (29 milioni di euro), parzialmente assorbite dalle imposte differite sugli ammortamenti anticipati non iscritti a conto economico (38 milioni di euro) e dal "rigiro" delle imposte anticipate nette stanziate al 1° gennaio 1999 (17 milioni di euro).

Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie

L'analisi delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (237 milioni di euro al netto dei "rigiri"[2]) è la seguente:

(milioni di €)

	1997	1998	1999	Variazione 1998/1999
Ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche	(368)	(361)	(271)	90
Ammortamenti anticipati	(111)	(98)		98
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti e anticipati stanziati in esercizi precedenti	30	106	31	(75)
Utilizzo fondo svalutazione crediti		10		(10)
"Rigiro" degli ammortamenti eccedenti e anticipati per cessioni e radiazioni	8	3	3	
	(441)	**(340)**	**(237)**	**103**

La flessione degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche di 90 milioni di euro è connessa all'esaurimento dell'ammortamento fiscale di alcuni beni.

Nell'esercizio non sono stati imputati a conto economico ammortamenti anticipati per 91 milioni di euro perché a partire dall'esercizio 1999 sono rilevati alla riserva di patrimonio netto "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" in sede di attribuzione dell'utile di esercizio da parte dell'Assemblea degli azionisti, così come raccomandato dal principio contabile n. 25 del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri.

Stato patrimoniale sintetico riclassificato

(milioni di €)

	31.12.1998	31.12.1999	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobilizzazioni materiali e immateriali	2.731	2.779	48
Partecipazioni	8.529	9.177	648
Debiti per investimenti	(189)	(285)	(96)
	11.071	**11.671**	**600**
Capitale di esercizio netto			
Crediti di imposta	1.537	543	(994)
Attività di esercizio nette	296	725	429
Fondi per rischi e oneri	(43)	(43)	
	1.790	**1.225**	**(565)**
Fondo smantellamento e ripristino siti	**(727)**	**(797)**	**(70)**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	**(41)**	**(51)**	**(10)**
Capitale investito netto	**12.093**	**12.048**	**(45)**
Patrimonio netto	10.938	11.926	988
Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	881	1.118	237
Crediti finanziari, titoli e disponibilità netti	274	(996)	(1.270)
Coperture	**12.093**	**12.048**	**(45)**

Nei punti seguenti sono illustrate le componenti e le variazioni intervenute nelle diverse voci dello stato patrimoniale.

(2) I "rigiri" riguardano gli ammortamenti eccedenti e anticipati riassorbiti per effetto dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito, nonché a fronte di cessioni, radiazioni e svalutazioni.

Immobilizzazioni materiali e immateriali

L'analisi delle immobilizzazioni materiali e immateriali (2.779 milioni di euro) è la seguente:

(milioni di €)

	Immobilizzazioni		Totale
	materiali	immateriali	
Saldo al 31 dicembre 1998	**2.580**	**151**	**2.731**
Investimenti	383	216	599
Ammortamenti e svalutazioni	(341)	(168)	(509)
Cessioni e radiazioni	(42)		(42)
Saldo al 31 dicembre 1999	**2.580**	**199**	**2.779**

Partecipazioni

Le partecipazioni (9.177 milioni di euro) aumentano di 648 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(milioni di €)

Partecipazioni al 31 dicembre 1998			**8.529**
Acquisti			
Agip International BV	1.045		
Eni Servizi Amministrativi SpA	2	1.047	
Incrementi per interventi sul capitale			
Agip Exploration BV	465		
Albacom SpA	36		
Consorzio S.E.T.	3		
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	2	506	
Incremento per conferimento			
AgipPetroli SpA		9	
Svalutazioni e perdite			
EniChem SpA	(469)		
Agip Exploration BV	(294)		
Enirisorse SpA (in liquidazione)	(141)		
EniComunicazione SpA	(4)		
Eurosolare SpA	(5)		
Altre	(1)	(914)	648
Partecipazioni al 31 dicembre 1999			**9.177**

In data 28 aprile 1999 è stata acquistata dall'Eni International Holding BV la partecipazione detenuta nella Agip International BV (35,15% del capitale) al prezzo di 1.045 milioni di euro, pari alla corrispondente quota di patrimonio netto al 31 dicembre 1998, detratti i dividendi distribuiti.

L'incremento per conferimento riguarda il ramo d'azienda commercializzazione greggi e condensati conferito alla controllata AgipPetroli SpA con decorrenza 1° gennaio 1999.

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 1999, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono riportate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA", che fa parte integrante della nota integrativa.

Le partecipazioni al 31 dicembre 1999 sono analizzate nella tabella seguente:

	(milioni di €)
	Valore netto
AgipPetroli SpA	1.960
Agip International BV	1.917
Snam SpA	1.759
EniChem SpA	1.253
Eni International Holding BV	1.102
Saipem SpA	296
Agip Exploration BV	293
Enifin SpA	253
Sofid SpA	201
Albacom SpA	164
Agip Petroleum Co Ltd	132
Snamprogetti SpA	77
Società Petrolifera Italiana SpA	36
EniSud SpA	14
EniComunicazione SpA	13
EniTecnologie SpA	7
Eurosolare SpA	5
Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA	4
Tecnomare SpA	4
Enirisorse SpA (in liquidazione)	(324)
Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione)	(6)
Altre	17
	9.177

Crediti di imposta

I crediti di imposta (543 milioni di euro) diminuiscono di 994 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

		(milioni di €)
Crediti al 31 dicembre 1998		**1.537**
Crediti di imposta su dividendi	759	
Ritenute di acconto su cedole CCT	13	
Utilizzo per Irpeg	(772)	
Interessi sui crediti di imposta		23
Utilizzo a fronte dell'Irap dell'esercizio		(16)
Rimborso 80% crediti di imposta 1988, 1989 e 1990, comprensivi degli interessi al 31 dicembre 1998		(835)
Cessione alla Snam SpA dei crediti di imposta risultanti dalle dichiarazioni 1997 e 1998		(156)
Accantonamento al fondo svalutazione crediti di imposta		(3)
Altre		(7)
Crediti al 31 dicembre 1999		**543**

Attività di esercizio nette
Le attività di esercizio nette (725 milioni di euro) aumentano di 429 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'iscrizione di imposte anticipate nette (444 milioni di euro, di cui 414 relative a esercizi precedenti).

Fondo smantellamento e ripristino siti
Il fondo smantellamento e ripristino siti (797 milioni di euro) aumenta di 70 milioni di euro per effetto dell'accantonamento dell'esercizio (79 milioni di euro), parzialmente assorbito dagli utilizzi a fronte dei costi sostenuti. Il fondo accoglie i costi maturati al termine dell'esercizio che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato
Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 51 milioni di euro aumenta di 10 milioni di euro per effetto dell'accantonamento dell'esercizio (15 milioni di euro), parzialmente assorbito dagli utilizzi (5 milioni di euro).

Patrimonio netto
Il patrimonio netto (11.926 milioni di euro) aumenta di 988 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

			(milioni di €)
Patrimonio netto al 31 dicembre 1998			**10.938**
Incremento per:			
- utile 1999	2.224		
- conferimenti legge 41/86	3	2.227	
Decremento per:			
- distribuzione dividendo 1998		(1.239)	988
Patrimonio netto al 31 dicembre 1999			**11.926**

Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie
I fondi stanziati in applicazione di norme tributarie (1.118 milioni di euro) aumentano di 237 milioni di euro per effetto degli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche stanziati nell'esercizio (al netto dei "rigiri"). I fondi riguardano per 1.085 milioni di euro gli ammortamenti eccedenti e per 33 milioni di euro gli accantonamenti al fondo svalutazione crediti. Al netto della fiscalità latente, l'effetto sul patrimonio netto ammonta a 658 milioni di euro.

Crediti finanziari, titoli e disponibilità netti

I crediti finanziari, titoli e disponibilità netti al 31 dicembre 1999 di 996 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)

		31.12.1998	31.12.1999	Variazione
Crediti finanziari, titoli e disponibilità				
Crediti finanziari				
a lungo termine (1)				
- imprese finanziarie controllate		232	232	
- imprese controllate		97	76	(21)
		329	**308**	**(21)**
a breve termine				
- imprese finanziarie controllate			516	516
- imprese controllate		22		(22)
- altre		2	20	18
		24	**536**	**512**
	a)	**353**	**844**	**491**
Titoli		155	736	581
Disponibilità		660	583	(77)
	b)	**815**	**1.319**	**504**
Debiti finanziari				
a lungo termine (1)				
- prestiti obbligazionari		522	516	(6)
- imprese finanziarie controllate		310	392	82
- banche		231	129	(102)
- altri finanziatori		24	19	(5)
		1.087	**1.056**	**(31)**
a breve termine				
- finanziamenti a breve e banche c/c ordinari		195	85	(110)
- imprese finanziarie controllate		155	21	(134)
- prestiti obbligazionari		5	5	
- altri finanziatori				
		355	**111**	**(244)**
	c)	**1.442**	**1.167**	**(275)**
	(a+b-c)	**(274)**	**996**	**1.270**

(1) Le quote scadenti nell'esercizio successivo sono classificate nel "breve".

I titoli di 736 milioni di euro aumentano di 581 milioni di euro per effetto dei CCT 1995/2003 ricevuti nel marzo 1999 per il rimborso dell'80% dei crediti di imposta risultanti dalle dichiarazioni dei redditi 1988 e 1989 e dei CCT 1997/2007 ricevuti per il rimborso dei crediti di imposta 1990, parzialmente compensato dal rimborso di CCT 1994/1999 in scadenza (155 milioni di euro).

Le disponibilità liquide di 583 milioni di euro sono impiegate essenzialmente presso Enifin SpA.

Il miglioramento della posizione finanziaria netta (1.270 milioni di euro) è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di €)

	1998	1999
Utile dell'esercizio	1.098	2.224
a rettifica:		
- ammortamenti e altri componenti non monetari	1.857	1.766
- dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte sul reddito	(1.582)	(2.182)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**1.373**	**1.808**
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(27)	200
Dividendi incassati, interessi e proventi/oneri straordinari incassati (pagati) imposte sul reddito pagate nell'esercizio	1.387	2.532
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**2.733**	**4.540**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(629)	(599)
Investimenti in partecipazioni	(341)	(1.551)
Disinvestimenti	471	11
Crediti e debiti relativi all'attività di investimento	(41)	91
Flusso di cassa prima degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria, dell'attività di finanziamento e dell'effetto delle differenze di cambio (free cash flow)	**2.193**	**2.492**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	988	(1.070)
Variazione debiti finanziari	(1.375)	(263)
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.148)	(1.236)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	**658**	**(77)**
Flusso di cassa prima degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria, dell'attività di finanziamento e dell'effetto delle differenze di cambio (free cash flow)	**2.193**	**2.492**
Flusso di cassa del capitale proprio	(1.148)	(1.236)
Effetto delle differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	(1)	14
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**1.044**	**1.270**

ALTRE INFORMAZIONI

Andamento economico 1999 delle principali società controllate

Nella tabella seguente sono riportati il risultato operativo e il risultato netto delle principali società partecipate per gli esercizi 1998 e 1999, quali risultano dai bilanci di esercizio redatti dai consigli di amministrazione.

(milioni di €)

	Risultato operativo			Risultato netto		
	1998	1999	Variazione	1998	1999	Variazione
Snam SpA	2.179	2.117	(62)	1.167	1.339	172
AgipPetroli SpA	492	270	(222)	109	202	93
EniChem SpA	(42)	(376)	(334)	(248)	(553)	(305)
Saipem SpA	(9)	(16)	(7)	51	20	(31)
Snamprogetti SpA	26	51	25	53	53	
Enifin SpA	12	9	(3)			
Sofid SpA	34	25	(9)	42	28	(14)
Eni International Holding BV (1)	144	902	758	144	902	758
Agip Exploration BV (1)	(457)	(328)	129	(457)	(328)	129
Agip International BV (1)	(42)	1.048	1.090	(41)	1.049	1.090

(1) Milioni di dollari USA.

Si riportano di seguito le connotazioni essenziali del conto economico dell'esercizio 1999 nonché i dati relativi agli investimenti effettuati nell'esercizio e al numero dei dipendenti delle società riportate nella tabella.

Snam SpA: l'utile operativo di 2.117 milioni di euro registra un decremento di 62 milioni di euro riconducibile essenzialmente: (i) alla flessione dei margini di vendita del gas naturale connessa al diverso andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi del gas, che ha determinato una diminuzione dei prezzi di vendita superiore ai costi medi di approvvigionamento, all'effetto sui prezzi dei rinnovi dei contratti di vendita effettuati nel secondo semestre 1998 e alla modifica del mix di vendita; (ii) ai maggiori accantonamenti ai fondi per rischi e oneri di carattere operativo (54 milioni di euro); (iii) all'aumento degli ammortamenti e delle svalutazioni (45 milioni di euro). Questi fattori negativi sono stati in parte assorbiti dall'incremento dei volumi di gas naturale venduti (8,2%) e trasportati per conto terzi (13,2%).

I ricavi della gestione caratteristica di 8.298 milioni di euro registrano un aumento di 260 milioni di euro, pari al 3,2%, riconducibile essenzialmente all'aumento dei ricavi dell'attività metano per effetto dell'incremento dei volumi venduti e dei volumi trasportati per conto terzi, parzialmente assorbito dalla riduzione dei prezzi medi di vendita del gas naturale.

L'utile netto di 1.339 milioni di euro registra un aumento di 172 milioni di euro derivante principalmente dalla diminuzione delle rettifiche e degli accantonamenti operati al fine di ottenere benefici fiscali (186 milioni di euro), connessa essenzialmente al cambiamento del trattamento contabile degli ammortamenti anticipati che a partire dall'esercizio 1999 sono rilevati in sede di attribuzione dell'utile di esercizio, e dall'aumento dei proventi straordinari netti (147 milioni di euro) riconducibile essenzialmente alla rilevazione di imposte anticipate pregresse per effetto del cambiamento del relativo principio contabile (91 milioni di euro), alla cessione del ramo d'azienda "Hotel Forte Crest" (23 milioni di euro) e alla circostanza che nell'esercizio 1998 venne rilevata la minusvalenza sulla cessione del ramo d'azienda oleodotti (35 milioni di euro). Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'aumento degli oneri netti su partecipazioni (105 milioni di euro), dalle maggiori imposte sul reddito (66 milioni di euro) e dalla flessione dell'utile operativo (62 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio, che ammontano a 437 milioni di euro (542 nel 1998), riguardano essenzialmente lo sviluppo del sistema nazionale di trasporto, in particolare nel Mezzogiorno, e il potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas dal Nord Europa e dalla Russia.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 1999 (4.656 unità) registra una flessione di 109 unità rispetto all'esercizio precedente.

AgipPetroli SpA: L'utile operativo di 270 milioni di euro registra un decremento di 222 milioni di euro, pari al 45,1%, riconducibile essenzialmente: (i) alla flessione dei margini dell'attività raffinazione in Italia (circa 1 dollaro/barile) per effetto essenzialmente dell'incremento del costo del greggio non interamente assorbito dall'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti che hanno risentito degli elevati stoccaggi (in particolare di benzine e gasolio); (ii) alla riduzione dei margini commerciali sul mercato rete ed extrarete in Italia legata essenzialmente allo scenario negativo e all'aumentata competitività del mercato; (iii) ai minori volumi venduti in Italia sul mercato rete per la riduzione dei punti di vendita e sul mercato extrarete per le minori vendite di olio combustibile al settore industriale; (iv) alla flessione dei margini dell'attività lubrificanti; (v) ai maggiori ammortamenti e svalutazioni. Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla ripresa di valore delle scorte di greggio e prodotti petroliferi (116 milioni di euro) conseguente alla crescita delle quotazioni di mercato, a fronte della svalutazione di 142 milioni di euro effettuata nel 1998; (ii) dal miglioramento delle rese di produzione delle raffinerie; (iii) dalla riduzione dei costi fissi (87 milioni di euro) connessa alle razionalizzazioni e alle dismissioni effettuate.

I ricavi della gestione caratteristica, al netto delle accise (11.632 milioni di euro), delle permute (862 milioni di euro) e delle vendite a gestori di impianti stradali per consegne a titolari di carte di credito convenzionate (417 milioni di euro), ammontano a 10.945 milioni di euro, con un aumento di 3.432 milioni di euro, pari al 45,6%, riconducibile al trasferimento all'AgipPetroli della quasi totalità dell'attività di commercializzazione dei greggi, prevalentemente di produzione estera, svolta in precedenza dal settore Esplorazione e Produzione (2.306 milioni di euro), nonché alla crescita dei prezzi in euro dei prodotti petroliferi (del 17,2 e del 15,7% rispettivamente per la benzina super e il gasolio rete in Italia). Questi effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dei volumi venduti sui mercati rete ed extrarete in Italia (rispettivamente dell'1,4%, e del 2,6%) e sugli altri mercati (petrolchimica, bunkeraggi, esportazioni e altre vendite per complessive 3,4 milioni di tonnellate). La quota di mercato relativa alle vendite di benzina e gasolio sulla rete di distribuzione è risultata pari al 41% (42% nel 1998). La rete di distribuzione al 31 dicembre 1999 era costituita da 9.425 punti vendita (9.828 al 31 dicembre 1998), con un erogato medio di 1.530.000 litri/anno (1.475.000 litri/anno nell'esercizio 1998); la riduzione dei punti vendita è connessa principalmente al processo di razionalizzazione del sistema di distribuzione.

L'utile netto di 202 milioni di euro aumenta di 93 milioni di euro a seguito: (i) della diminuzione delle rettifiche operate esclusivamente in applicazione di norme tributarie (188 milioni di euro) connessa essenzialmente al cambiamento del trattamento contabile degli ammortamenti anticipati, che a partire dall'esercizio 1999 sono rilevati in sede di attribuzione dell'utile di esercizio; (ii) delle minori imposte sul reddito (70 milioni di euro); (iii) dei maggiori proventi straordinari netti (64 milioni di euro) riconducibili essenzialmente alla rilevazione di imposte anticipate pregresse (99 milioni di euro) per effetto del cambiamento del relativo principio contabile. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla diminuzione dell'utile operativo (222 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio, che ammontano a 368 milioni di euro (430 nel 1998) hanno interessato in particolare il comparto distribuzione per 179 milioni di euro e il comparto raffinazione per 105 milioni di euro.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 1999 (9.228 unità) registra una flessione di 538 unità rispetto all'esercizio precedente.

EniChem SpA: la perdita operativa di 376 milioni di euro registra un incremento di 334 milioni di euro riconducibile essenzialmente: (i) alla contrazione di circa il 24% dei margini unitari dei principali prodotti (294 milioni di euro); (ii) ai maggiori accantonamenti netti per rischi di natura ambientale (44 milioni di euro); (iii) alle maggiori svalutazioni di impianti in esercizio (43 milioni di euro) per le minori prospettive di redditività. Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dalla ripresa di valore delle scorte (11 milioni di euro a fronte della svalutazione di 50 milioni di euro effettuata nel 1998), dal modesto incremento dei volumi venduti e dalla riduzione dei costi fissi.

I ricavi della gestione caratteristica di 3.494 milioni di euro registrano un aumento di 52 milioni di euro, pari all'1,5%, dovuto all'incremento dei prezzi dei prodotti petroliferi commercializzati e acquistati per conto terzi (135 milioni di euro) e dei volumi venduti (31 milioni di euro), parzialmente assorbiti dalla flessione dei prezzi di vendita dei prodotti (114 milioni di euro). In particolare l'aumento dei volumi ha riguardato le aree poliuretani e cloro ed elastomeri.

La perdita netta di 553 milioni di euro registra un aumento di 305 milioni di euro dovuto essenzialmente al peggioramento della gestione operativa (334 milioni di euro) e all'aumento degli oneri straordinari netti (53 milioni di euro) riconducibili principalmente alle ristrutturazioni programmate e a oneri ambientali. Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti dal miglioramento della gestione delle partecipazioni (59 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio, che ammontano a 275 milioni di euro (317 nel 1998), hanno interessato in particolare il potenziamento dell'impianto di produzione di fenolo di Porto Torres, la realizzazione del nuovo impianto turbogas di Ravenna, il potenziamento degli impianti di paraxilolo di Priolo e di meta-xilolo di Cagliari, nonché l'implementazione del sistema informativo integrato SAP R/3.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 1999 (12.795 unità) registra una flessione di 666 unità rispetto all'esercizio precedente.

Saipem SpA: la perdita operativa di 16 milioni di euro registra un aumento di 7 milioni di euro dovuto essenzialmente al rallentamento dei volumi di attività, nonché alla rinegoziazione di tariffe di contratti già in portafoglio nelle aree Perforazione terra e Perforazione mare per la drastica riduzione dei progetti di esplorazione e il contenimento o il rinvio degli investimenti da parte delle "Oil Company".

I ricavi della gestione caratteristica di 587 milioni di euro registrano un decremento di 267 milioni di euro, pari al 31,3%, dovuto sia alla contrazione delle attività sia al maggiore ricorso ad attività in joint venture con partners internazionali per l'esecuzione di progetti nell'area Costruzioni terra.

L'utile netto di 20 milioni di euro diminuisce di 31 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'incremento degli oneri finanziari netti (35 milioni di euro), a seguito del maggior indebitamento finanziario medio e delle maggiori differenze passive nette di cambio, e della flessione del risultato operativo (7 milioni di euro). Queste variazioni negative sono state parzialmente assorbite dalla riduzione delle imposte sul reddito (8 milioni di euro), conseguente alla positiva definizione di una vertenza con l'Amministrazione finanziaria (4 milioni di euro) e alla diminuzione dell'utile prima delle imposte, nonché dall'aumento dei proventi netti su partecipazioni (5 milioni di euro).

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali effettuati nell'esercizio, che ammontano a 33 milioni di euro (59 nel 1998), hanno interessato in particolare l'acquisto di attrezzature di perforazione e di attrezzature tecnologicamente avanzate nell'area Costruzioni mare e l'implementazione del sistema informativo integrato SAP R/3.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 1999 (3.226 unità) registra una diminuzione 1.052 unità rispetto all'esercizio precedente connessa ai minori livelli di attività nell'area Costruzioni terra.

Nell'esercizio la società ha acquisito ordini per 1.190 milioni di euro (1.013 nel 1998). Al 31 dicembre 1999 il portafoglio ordini residuo ammontava a 2.034 milioni di euro (1.547 al 31 dicembre 1998).

Snamprogetti SpA: l'utile operativo di 51 milioni di euro migliora di 25 milioni di euro a seguito essenzialmente delle azioni di contenimento dei costi fissi (16 milioni di euro) e del completamento di alcune commesse.

I ricavi della gestione caratteristica di 1.277 milioni di euro diminuiscono di 65 milioni di euro, pari al 4,8%, per effetto essenzialmente della contrazione del mercato e dei processi di concentrazione che hanno ridotto le opportunità di acquisizione dei contratti e accentuato la competizione.

L'utile netto di 53 milioni di euro rimane invariato. Il miglioramento del risultato operativo (25 milioni di euro) e della gestione straordinaria (12 milioni di euro), nonché la riduzione delle imposte (8 milioni di euro) sono stati assorbiti dalla flessione dei proventi finanziari netti (28 milioni di euro), connessa alla riduzione delle disponibilità finanziarie medie e dei tassi di interesse, nonché dei proventi netti su partecipazioni (17 milioni di euro).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 1999 (2.597 unità) registra una diminuzione di 188 unità rispetto all'esercizio precedente.

Nell'esercizio la società ha acquisito ordini per 648 milioni di euro (1.162 nel 1998). Al 31 dicembre 1999 il portafoglio ordini residuo ammontava a 1.425 milioni di euro (2.159 al 31 dicembre 1998).

Enifin SpA: l'utile operativo di 9 milioni di euro, costituito dal risultato della gestione ordinaria, diminuisce di 3 milioni di euro per l'incremento delle spese amministrative nette riconducibile alle spese sostenute per il completamento dei sistemi informativi integrati SAP R/3 e Tieffe. Il margine di intermediazione (28 milioni di euro) diminuisce di 1 milione di euro per effetto della riduzione degli impieghi medi e dei margini.

Il conto economico chiude in pareggio come nell'esercizio precedente; la diminuzione dell'utile operativo è stata compensata dal minore accantonamento al fondo rischi su crediti stanziato al solo fine di conseguire benefici fiscali altrimenti non attendibili (3 milioni di euro).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 1999 (93 unità) registra un incremento di 3 unità rispetto all'esercizio precedente.

Sofid SpA: l'utile operativo, costituito dal risultato della gestione ordinaria, di 25 milioni di euro registra un decremento di 9 milioni di euro dovuto essenzialmente alla diminuzione del margine della gestione finanziaria (12 milioni di euro), parzialmente assorbita dall'aumento dei ricavi netti da servizi (1 milione di euro) e dei proventi netti su partecipazioni (1 milione di euro).

L'utile netto di 28 milioni di euro registra un decremento di 14 milioni di euro dovuto essenzialmente alla diminuzione dell'utile operativo e al minor utilizzo del fondo rischi finanziari generali (11 milioni di euro), parzialmente assorbiti dalle minori imposte sul reddito (5 milioni di euro).

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 1999 (108 unità) registra una diminuzione di 7 unità rispetto all'esercizio precedente.

Eni International Holding BV: l'utile netto di 902 milioni di dollari USA registra un aumento di 758 milioni di dollari USA dovuto essenzialmente alla plusvalenza realizzata dalla cessione all'Eni SpA della partecipazione (35,15%) nell'Agip International BV (680 milioni di dollari USA), effettuata per prezzo corrispondente al patrimonio netto sottostante, nonché ai maggiori dividendi incassati (81 milioni di dollari USA). Il corrispettivo derivante dalla cessione dell'Agip International BV (1.115 milioni di dollari USA) è stato utilizzato per aumentare di pari importo il capitale sociale dell'Eni Coordination Center.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 1999 (10 unità) registra un aumento di 2 unità rispetto all'esercizio precedente.

Agip Exploration BV: la perdita netta della società, che controlla le imprese estere operanti essenzialmente nell'attività esplorativa del settore Esplorazione e Produzione, ammonta a 328 milioni di dollari USA, con una flessione di 129 milioni di dollari USA dovuta essenzialmente alla riduzione dei costi di ricerca esplorativa connessa alla maggiore selettività degli investimenti.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 1999 (13 unità) registra un aumento di 3 unità rispetto all'esercizio precedente.

Agip International BV: l'utile netto di 1.049 milioni di dollari USA registra un incremento di 1.090 milioni di dollari USA connesso essenzialmente all'aumento del risultato delle imprese partecipate a seguito dell'incremento dei prezzi del petrolio.

Il numero medio dei dipendenti in servizio nel 1999 (10 unità) registra un incremento di 1 unità rispetto all'esercizio precedente.

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute dall'Eni SpA con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate e collegate. Questi rapporti rientrano nella ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse della società.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziate nella nota integrativa.

Ricerca scientifica e tecnologica

Nell'esercizio 1999 i costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 50 milioni di euro (50 milioni di euro nel 1998), di cui 38 riferiti alla Divisione Agip e 12 riferiti alla Corporate.

Le ricerche della Divisione Agip hanno interessato in particolare l'applicazione industriale di nuove tecnologie a basso costo finalizzate all'incremento della produzione dei campi maturi a gas, lo sviluppo della tecnologia multifase volta a ridurre in modo significativo i costi di sviluppo e di produzione dei campi, la messa a punto e l'attivazione di un processo in grado di evidenziare la probabile presenza di idrocarburi superficiali con rilevamenti satellitari, l'acquisizione di dati sismici in tempo reale durante la fase di perforazione, la messa a punto e l'applicazione di metodologie volte a migliorare le conoscenze relative ai giacimenti fratturati.

Piani di azionariato dei dipendenti

Al fine di riconoscere e incoraggiare ulteriormente la partecipazione dei dirigenti dell'Eni SpA e delle imprese controllate al miglioramento continuo dei risultati e alla creazione di valore per gli azionisti, l'Assemblea degli azionisti del 16 giugno 1998 ha approvato il Piano quadriennale di incentivazione (1998/2001) legato al conseguimento degli obiettivi aziendali e individuali dei dirigenti dell'Eni SpA e delle imprese controllate. Il Piano prevede l'assegnazione gratuita di azioni ordinarie dell'Eni SpA, godimento regolare, emesse ai sensi dell'art. 2349 del codice civile, con vincolo di intrasferibilità per un periodo di tre anni dalla data di emissione. L'Assemblea ha conferito al Consiglio di amministrazione la delega ad aumentare il capitale sociale, in un periodo di cinque anni, fino a un massimo di 22 miliardi di lire mediante emissione al valore nominale di 1.000 lire di 22.000.000 di azioni, pari a circa lo 0,27% del capitale sociale. L'aumento è coperto annualmente mediante l'utilizzo di una specifica riserva da integrarsi da parte dell'Assemblea in sede di attribuzione dell'utile di esercizio o della riserva disponibile.

Nel 1999 sono state emesse n. 1.966.200 azioni (956.000 nel 1998). L'aumento del numero delle azioni emesse rispetto al 1998 è dovuto alla circostanza che dal 1999 il Piano interessa tutti i dirigenti, mentre nel 1998 l'assegnazione era riservata ai dirigenti che occupavano posizioni "chiave".

Il valore di mercato delle azioni assegnate nell'esercizio è di 11.027 lire (9.866 lire nel 1998)[3].

(3) Il valore corrisponde alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati nei 30 giorni solari precedenti la data di emissione delle azioni.

Partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci e dal Direttore Generale nell'Eni SpA e nelle società controllate

Secondo quanto previsto dall'art. 79 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, si riportano nella tabella seguente le partecipazioni nell'Eni SpA o nelle società controllate che risultano detenute dagli amministratori, dai sindaci e dal Direttore Generale, nonché dai coniugi non legalmente separati e dai figli minori, direttamente o per il tramite di imprese controllate, di società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi amministratori, sindaci e dal Direttore Generale. Sono incluse tutte le persone che nel corso dell'esercizio 1999 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Cognome e Nome	Società partecipate	Numero azioni possedute al 31.12.1998	Numero azioni acquistate	Bonus Share (1)	Numero azioni gratuite assegnate	Numero azioni vendute	**Numero azioni possedute al 31.12.1999**
Consiglio di amministrazione:							
Gros-Pietro Gian Maria	Eni SpA	500	4.950	50			5.500
Moscato Guglielmo	Eni SpA	34.400	4.000	330	22.500		61.230
Mincato Vittorio	Eni SpA	16.000			27.600		43.600
Clò Alberto	Eni SpA		600			600	
	Saipem SpA		2.000			2.000	
Colombo Umberto	Eni SpA		6.500			4.490	2.010
Costi Renzo	Eni SpA	5.500	1.550			2.050	5.000
De Paoli Luigi	Eni SpA	4.500		100			4.600
	Imm. Metanop. SpA		10.000			5.000	5.000
	Italgas SpA		3.000				3.000
Pastorino Davide	Eni SpA		1.000				1.000
Uckmar Victor	Eni SpA	1.000	3.000			3.000	1.000
	Italgas SpA	10.000					10.000
	Saipem SpA	2.000				2.000	
Collegio sindacale:							
Biscozzi Luigi	Eni SpA		7.500				7.500
Zanda Gianfranco	Eni SpA		2.000			2.000	
Direttore Generale:							
Sgubini Luciano	Eni SpA	20.300			17.300	6.300	31.300

(1) L'offerta pubblica di vendita della quarta tranche di azioni Eni SpA del luglio 1998 prevede l'impegno del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica ad attribuire gratuitamente fino a n. 300 azioni (n. 1 azione ogni 10 possedute) agli assegnatari che ne abbiano conservato la titolarità per dodici mesi (per i dipendenti Eni n. 11 azioni ogni 100 possedute).

Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

Anno 2000

La problematica dell'anno 2000 interessava i programmi informatici realizzati utilizzando solo le ultime due cifre per identificare l'anno. In assenza di interventi specifici, questi programmi avrebbero potuto confondere l'anno 2000 con l'anno 1900 determinando difficoltà operative.

L'Eni SpA ha completato i piani di adeguamento dei sistemi gestionali e di processo alla problematica dell'anno 2000. L'attività della Società non ha risentito di problemi operativi nel passaggio all'anno 2000.

Il personale complessivamente coinvolto nella problematica dell'anno 2000, considerando sia lo sviluppo del progetto sia il presidio operativo nel periodo critico del cambiamento di data, è stato di oltre 400 unità. Dall'avvio del programma i costi sostenuti ammontano a circa 14 milioni di euro. I costi sostenuti per l'adeguamento dei sistemi all'anno 2000, non producendo un incremento di valore, non sono stati oggetto di imputazione all'attivo patrimoniale.

Introduzione della moneta unica europea

L'Eni SpA svolge attività significative nell'ambito dell'Unione Europea e l'unificazione monetaria europea probabilmente influirà su queste attività. Nel quadro della reingegnerizzazione delle proprie applicazioni informatiche, l'Eni SpA prevede di trasformare i sistemi contabili e di adeguare i propri sistemi operativi alle transazioni in euro. I costi sostenuti al 31 dicembre per la conversione in euro dei sistemi contabili e operativi ammontano a 2 milioni di euro; il costo complessivo previsto è di circa 12 milioni di euro. Allo stato attuale delle conoscenze l'Eni SpA non prevede di dover affrontare problemi operativi particolari.

Azioni proprie e di società controllanti

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2 punti 3 e 4, del codice civile, si attesta che l'Eni SpA non possiede né ha acquistato o alienato azioni proprie nel corso dell'esercizio, anche per tramite di società fiduciarie o per interposta persona. In ottemperanza alla medesima disposizione, si evidenzia che la Società è controllata dal Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica - Patrimonio dello Stato.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del codice civile, si attesta che al 31 dicembre 1999 l'Eni SpA aveva le seguenti sedi secondarie:

San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1;

Gela (CL) - Strada Provinciale, 82.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

L'Assemblea dell'Agip International Holding BV del 31 gennaio 2000 ha deliberato la distribuzione di un "interim dividend" di 95 milioni di dollari USA. L'Eni SpA ha incassato il dividendo in data 9 febbraio 2000.

L'Assemblea dell'Eni International Holding BV del 14 febbraio 2000 ha deliberato la distribuzione di un "interim dividend" di 49 milioni di dollari USA. L'Eni ha incassato il dividendo di propria spettanza di 46 milioni di dollari USA in data 17 febbraio 2000.

In data 14 febbraio 2000 è stato pubblicato dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri lo schema di decreto legislativo per il recepimento della Direttiva sul Gas 98/30/CE in attuazione della legge di delega. Il testo è stato trasmesso alle Camere per l'espressione del parere da parte delle Commissioni Parlamentari competenti che dovranno esprimersi entro 60 giorni. Il Governo avrà un ulteriore mese per emanare il decreto definitivo. Informazioni in ordine ai contenuti dello schema di decreto sono riportati nel Capitolo della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato "Andamento operativo - Gas Naturale - Decreto di attuazione della Direttiva sul Gas 98/30/CE".

Evoluzione prevedibile della gestione

Nel quadriennio 2000-2003 sono previsti investimenti in Italia nell'attività di esplorazione e sviluppo per oltre 2.900 milioni di euro.

L'attività esplorativa sarà finalizzata principalmente al recupero delle riserve a olio, con attenzione particolare alle aree dell'Appennino centrale e dell'Adriatico centro-meridionale dove sarà realizzato il record mediterraneo di perforazione in acque profonde con il pozzo Sparviero 1 (1.200 metri di profondità d'acqua). La ricerca a gas proseguirà nella Pianura Padana e nelle acque profonde del canale di Sicilia.

L'attività di sviluppo interesserà principalmente l'esecuzione di nuovi pozzi destinati alla messa in produzione di nuovi campi e all'incremento del fattore di recupero delle riserve già scoperte e sviluppate solo parzialmente e al potenziamento dei sistemi di compressione a mare e a terra (Barbara, Rubicone e Fano). Nel corso del 2000 saranno messe in produzione le nuove piattaforme di Annalisa e Calpurnia e saranno realizzate le nuove piattaforme di Emilio e Naomi/Pandora; nella Val d'Agri sarà avviata la fase realizzativa del progetto Tempa Rossa.

Si prevede che la produzione di idrocarburi nel 2000 registrerà una flessione di circa il 3% rispetto al 1999 a seguito, in particolare, del declino naturale del campo di Villafortuna, parzialmente assorbito dalla crescita in Val d'Agri e dall'avvio del campo a gas di Rocca Cavallo nell'offshore siciliano.

Proseguiranno le azioni volte a ridurre i costi fissi e i costi di produzione.

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

PAGINA BIANCA

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI CONVOCATA PER L'APPROVAZIONE DEL BILANCIO DELL'ESERCIZIO 1999

Signori Azionisti,

il Decreto Legislativo n. 58 del 24 febbraio 1998 ha introdotto nuove norme per le Società con azioni quotate nei mercati regolamentati. Tali norme, ferme restando le non abrogate statuizioni già previste dal Legislatore in materia di diritto societario, apportano sostanziali mutamenti anche ai compiti e doveri assegnati al Collegio sindacale cui, in particolare, rimane affidata l'attività di vigilanza con poteri di ispezione e controllo sull'andamento degli affari sociali. Di contro, tutte le attività relative alle verifiche riguardanti la regolare tenuta della contabilità, la corretta rilevazione nella stessa dei fatti di gestione e la corrispondenza dei bilanci alle scritture contabili sono affidate alla Società di revisione che con apposite relazioni esprime un giudizio sul bilancio di esercizio e sul bilancio consolidato.

Arthur Andersen SpA è la società cui sono stati assegnati, con il nostro parere favorevole, i richiamati compiti.

Quale Collegio sindacale, nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 1999, abbiamo esercitato l'attività di vigilanza prescritta ed evidenziamo quanto segue:

a) abbiamo partecipato alle riunioni del Consiglio di amministrazione e ottenuto dagli Amministratori, con la dovuta periodicità, le informazioni sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio, anche per il tramite delle società controllate, assicurandoci che fossero conformi alla legge e allo statuto sociale e che non fossero manifestamente imprudenti, azzardate o in potenziale contrasto con le deliberazioni assunte dall'Assemblea. Al riguardo delle richiamate operazioni non sono, inoltre, emersi profili di conflitti di interesse;

b) abbiamo acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di nostra competenza, sull'adeguatezza della struttura organizzativa della Società e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione tramite osservazioni dirette, raccolta di informazioni dai responsabili della funzione organizzativa e dalla Società di revisione;

c) abbiamo preso atto, valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema e della struttura del controllo interno che in Eni prevede la centralizzazione della funzione di internal audit per quasi tutte le società del Gruppo. Nel corso dell'esercizio abbiamo avuto periodici incontri con i responsabili della funzione che ci hanno informato sugli esiti degli accertamenti compiuti presso la capogruppo e le sue maggiori società controllate. Il Collegio, nel condividere le finalità e le scelte organizzative compiute auspica un ulteriore rafforzamento della struttura, in considerazione dell'entità dei compiti assegnati alla stessa;

d) abbiamo valutato e vigilato sull'adeguatezza del sistema amministrativo-contabile e sulla sua affidabilità a rappresentare correttamente i fatti di gestione mediante l'ottenimento di informazioni dai responsabili di funzione, l'esame di documenti aziendali e l'analisi dei risultati del lavoro svolto dalla Società di revisione;

e) abbiamo verificato l'osservanza delle norme di legge inerenti l'impostazione e la formazione del bilancio di esercizio e di quello consolidato di Gruppo e delle rispettive Relazioni sulla gestione anche tramite informazioni assunte dalla Società di revisione;

f) abbiamo vigilato sull'adeguatezza delle informazioni impartite dalla capogruppo alle sue controllate affinché le stesse forniscano tutte le notizie necessarie per adempiere agli obblighi di comunicazione previsti dalla legge.

Con riferimento a quanto ulteriormente previsto da specifiche raccomandazioni CONSOB, Vi informiamo che:

- il Consiglio di amministrazione nella Relazione sulla gestione fornisce le informazioni richieste in ordine ai rapporti intrattenuti, nello svolgimento delle attività, con imprese controllate, collegate e con le altre parti correlate;

- il Collegio sindacale ha partecipato a tutte le 14 riunioni del Consiglio di amministrazione ed effettuato 20 riunioni collegiali;

- il Collegio sindacale ha seguito con attenzione le iniziative intraprese dalla società a fronte delle problematiche dell'anno 2000 e della introduzione dell'euro. Non vi sono stati problemi operativi nel passaggio all'anno 2000, mentre per quanto concerne l'introduzione della moneta unica europea, ha preso atto che non si prevede di dover affrontare particolari problemi operativi nella reingegnerizzazione delle applicazioni informatiche;

- la Società di revisione nel corso dell'esercizio, in aggiunta ai compiti di certificazione previsti dalla normativa per le società quotate, ha avuto assegnati, con il nostro parere favorevole, gli incarichi di certificazione delle tariffe da applicare ai servizi amministrativi resi dalla Divisione alle partecipate e/o alle joint ventures estere, per un compenso di 120 milioni di lire, nonché l'incarico di revisione contabile in relazione al prospetto informativo (offering circular) per il programma di emissione di EMTN (Euro Medium Term Notes), per un compenso di 115 milioni di lire;

- la Società di revisione con la quale, ai fini del reciproco scambio di dati ed informazioni rilevanti, abbiamo avuto periodici incontri, ci ha informato che nel corso della sua attività di riscontro e di verifica dei dati per il bilancio di esercizio e consolidato nonché nelle verifiche trimestrali, non è venuta a conoscenza di atti o fatti ritenuti censurabili o degni di segnalazione; dalla sua relazione, rilasciata in data 17 aprile 2000, non risultano eccezioni o riserve al riguardo.

Nel corso del 1999 sono pervenute due denunce ai sensi all'art. 2408 c.c., da parte degli stessi azionisti e per gli stessi fatti che già nel 1998 erano stati sottoposti all'attenzione del Collegio. Il Collegio ha esaminato dette denunce ed ha ritenuto infondato quanto segnalato; degli esiti degli accertamenti svolti è stata data ampia informativa alla CONSOB.

In data 4 aprile 2000 è pervenuta un'ulteriore denuncia da parte di un azionista che ha censurato il comportamento del Consiglio di amministrazione tenutosi il 15 marzo 2000 sulla base del comunicato stampa che ne è seguito. Il Collegio ha esaminato la segnalazione e non ritiene fondata la censura.

Il Collegio sindacale, per quanto precede, attesta che nel corso della propria attività di vigilanza, non sono emersi altri fatti significativi tali da richiedere menzione nella presente relazione e per quanto di propria competenza, non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 1999 e alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di amministrazione.

Roma, 10 maggio 2000

Il Collegio sindacale

Dott. Andrea Monorchio - Presidente

Dott. Luigi Biscozzi - Sindaco effettivo

Dott. Filippo Duodo - Sindaco effettivo

Prof. Riccardo Perotta - Sindaco effettivo

Prof. Mario Sica - Sindaco effettivo

BILANCIO D'ESERCIZIO

STATO PATRIMONIALE

(in €)

		31.12.1998	31.12.1999
ATTIVO:			
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			
Immobilizzazioni:			
Immobilizzazioni immateriali:	*(nota n. 1)*		
costi di ricerca e di sviluppo			
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		24.103.801	16.169.060
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		94.142.283	139.264.534
immobilizzazioni in corso e acconti		11.161.331	14.956.324
altre		10.091.636	15.591.509
Totale		**139.499.051**	**185.980.427**
Immobilizzazioni materiali:	*(nota n. 2)*		
terreni e fabbricati		66.484.701	60.233.189
impianti e macchinario		996.792.869	772.836.983
attrezzature industriali e commerciali		2.063.139	2.749.290
altri beni		13.752.147	11.702.691
immobilizzazioni in corso e acconti		664.146.965	659.871.665
Totale		**1.743.239.821**	**1.507.393.818**
Immobilizzazioni finanziarie:	*(nota n. 3)*		
partecipazioni in:			
- imprese controllate		*8.583.783.610*	*9.334.808.932*
- imprese collegate		*130.058.947*	*168.983.453*
- altre imprese		*3.323.724*	*3.770.976*
crediti:			
- verso imprese controllate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*298.463.047*	*275.286.082*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*21.718.442*	*19.957.991*
- verso imprese collegate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*77.193*	
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*73.644*	*77.193*
- verso altri:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*454.170*	
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.123.657*	*262.491*
Totale		**9.039.076.434**	**9.863.147.118**
Totale Immobilizzazioni		**10.921.815.306**	**11.496.521.363**

(in €)

		31.12.1998	31.12.1999
Attivo circolante:			
Rimanenze:	*(nota n. 4)*		
materie prime, sussidiarie e di consumo		95.356.429	82.682.224
lavori in corso su ordinazione		997.397	2.043.660
prodotti finiti		128.876.012	108.459.536
Totale		**225.229.838**	**193.185.420**
Crediti:	*(nota n. 5)*		
verso clienti:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*147.124.959*	*80.809.383*
verso imprese controllate:			
- finanziari:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo			*516.456.899*
- altri:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*482.326.632*	*570.405.317*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*3.150*	*3.150*
verso imprese collegate:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*13.717.688*	*7.973.393*
verso controllanti:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*674.992*	*456.360*
verso altri:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*910.955.725*	*210.483.174*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*855.383.057*	*541.656.679*
Totale		**2.410.186.203**	**1.928.244.345**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	*(nota n. 6)*		
altri titoli		154.964.442	735.658.000
Totale		**154.964.442**	**735.658.000**
Disponibilità liquide:	*(nota n. 7)*		
depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo		660.015.368	583.310.240
danaro e valori in cassa		225.742	198.005
Totale		**660.241.110**	**583.508.245**
Totale attivo circolante		**3.450.621.593**	**3.440.596.010**
Ratei e risconti	*(nota n. 8)*	53.481.636	480.996.454
TOTALE ATTIVO		**14.425.918.535**	**15.418.113.827**

(in €)

		31.12.1998	31.12.1999
PASSIVO:			
Patrimonio netto:	*(nota n. 9)*		
Capitale		4.131.738.576	4.132.754.034
Riserva legale		223.338.519	278.246.101
Altre riserve:			
- riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/93		*3.825.998.040*	*3.825.998.040*
- riserva disponibile		*1.461.577.812*	*1.264.525.616*
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/67		*84.086.675*	*84.086.675*
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. 917/86		*32.420.287*	*32.420.287*
- conferimenti legge 41/86		*32.436.179*	*36.081.357*
- conferimenti legge 730/83		*20.083.016*	*20.083.016*
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 169/83		*19.181.207*	*19.181.207*
- conferimenti legge 749/85		*8.864.466*	*8.864.466*
- riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile		*384.244*	*143.472*
- riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93		*66.272*	*66.272*
Utile dell'esercizio		*1.098.151.644*	*2.224.268.756*
Totale		**10.938.326.937**	**11.926.719.299**
Fondi per rischi e oneri:	*(nota n. 10)*		
per imposte		35.609.628	35.609.628
altri		924.827.129	1.133.791.429
Totale		**960.436.757**	**1.169.401.057**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	*(nota n. 11)*	**41.071.939**	**50.636.453**

(in €)

		31.12.1998	31.12.1999
Debiti:	*(nota n. 12)*		
obbligazioni:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*5.034.645*	*5.277.279*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*521.734.178*	*516.456.899*
debiti verso banche:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*196.028.525*	*85.254.887*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*230.360.402*	*129.077.137*
debiti verso altri finanziatori:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*23.787.766*	*19.349.175*
acconti:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*11.676.033*	*36.940.183*
debiti verso fornitori:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*217.094.846*	*256.615.400*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*479.171*	*45.380.672*
debiti verso imprese controllate:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*663.976.122*	*363.042.696*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*310.399.320*	*392.921.670*
debiti verso imprese collegate:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*18.165.147*	*34.240.526*
debiti tributari:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*193.840.701*	*288.878.852*
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*19.297.949*	*17.088.561*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo			*1.266.101*
altri debiti:			
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*27.222.329*	*44.612.475*
Totale		**2.439.097.134**	**2.236.402.513**
Ratei e risconti	*(nota n. 13)*	46.985.768	34.954.505
TOTALE PASSIVO		**14.425.918.535**	**15.418.113.827**

(in €)

		31.12.1998	31.12.1999
GARANZIE:	*(nota n. 14)*		
Fidejussioni prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		1.317.348.393	1.235.094.220
di imprese collegate		21.495.187	-
di altri		1.209.316	1.209.316
Totale		**1.340.052.896**	**1.236.303.536**
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		302.130.599	3.693.911.966
proprio per crediti ceduti		326.944.377	371.234.235
proprio per crediti acquistati		87.468.730	87.468.736
di altri		2.414.896	2.802.013
TOTALE GARANZIE		**2.059.011.498**	**5.391.720.540**
ALTRI CONTI D'ORDINE:	*(nota n. 15)*		
Impegni:			
locazioni finanziarie		164.287.438	196.342.923
contratti derivati di copertura:			
- su interessi		*361.519.830*	*206.582.760*
- di acquisto valuta		*1.646.412*	
- di vendita valuta		*1.646.412*	
acquisto beni di investimento		5.164.569	-
altri impegni		219.680.107	283.457.369
Rischi:			
altri			13.867.679
TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE		**753.944.768**	**700.250.731**

CONTO ECONOMICO

(in €)

		1998	1999
Valore della produzione:	*(nota n. 16)*		
ricavi delle vendite e delle prestazioni		4.621.325.324	2.688.219.074
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		(31.221.233)	(20.416.476)
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		(3.006.864)	1.046.263
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		129.416.981	114.295.505
altri ricavi e proventi:			
. contributi in conto esercizio		*6.682.709*	*12.239.734*
. altri		*73.052.611*	*75.179.694*
Totale		**4.796.249.528**	**2.870.563.794**
Costi della produzione:	*(nota n. 17)*		
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		(2.210.952.216)	(108.897.187)
per servizi		(433.843.122)	(438.658.411)
per godimento di beni di terzi		(201.587.750)	(212.481.009)
per il personale:			
- salari e stipendi		*(229.735.473)*	*(213.942.395)*
- oneri sociali		*(69.264.890)*	*(73.793.119)*
- trattamento di fine rapporto		*(15.893.882)*	*(15.948.405)*
- altri costi		*(224.010)*	*(1.105.501)*
ammortamenti e svalutazioni:			
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		*(215.649.963)*	*(169.128.103)*
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali		*(873.437.283)*	*(580.856.329)*
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni		*(70.766.474)*	
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		*(19.802.693)*	*(3.095.278)*
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo		(7.182.021)	(12.674.205)
altri accantonamenti		(92.684.764)	(78.880.977)
oneri diversi di gestione		(29.922.065)	(50.717.866)
Totale		**(4.470.946.606)**	**(1.960.178.785)**
Differenza tra valore e costi della produzione		**325.302.922**	**910.385.009**

(in €)

		1998	1999
Proventi e oneri finanziari:	*(nota n. 18)*		
proventi da partecipazioni:			
. da imprese controllate		*1.529.919.097*	*1.779.809.422*
. da altri		*2.432.408*	*7.716.736*
altri proventi finanziari:			
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:			
. da imprese controllate		*25.324.049*	*17.985.672*
. da imprese collegate		*10.131*	*3.798*
. da altri		*563.200*	*56.918*
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*33.962.873*	*119.855.273*
- proventi diversi dai precedenti:			
. da imprese controllate		*34.653.515*	*36.547.009*
. da imprese collegate			*1.423*
. da controllanti		*1.172.989*	*734.288*
. da altri		*122.211.919*	*70.953.562*
interessi e altri oneri finanziari:			
. verso imprese controllate		*(345.235.364)*	*(161.274.969)*
. verso imprese collegate			*(66.098)*
. verso altri		*(151.185.495)*	*(50.603.508)*
Totale		**1.253.829.322**	**1.821.719.526**
Rettifiche di valore di attività finanziarie:	*(nota n. 19)*		
rivalutazioni:			
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni		*9.812.681*	
svalutazioni:			
- di partecipazioni		*(529.472.471)*	*(772.738.283)*
Totale delle rettifiche		**(519.659.790)**	**(772.738.283)**
Proventi e oneri straordinari:	*(nota n. 20)*		
proventi		86.973.098	414.776.248
oneri		(11.245.239)	(13.048.466)
Totale delle partite straordinarie		**75.727.859**	**401.727.782**
Risultato prima delle imposte		**1.135.200.313**	**2.361.094.034**
imposte sul reddito dell'esercizio	*(nota n. 21)*	(37.048.669)	(136.825.278)
Utile dell'esercizio		**1.098.151.644**	**2.224.268.756**

NOTA INTEGRATIVA

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di €)

	1998	1999
Utile dell'esercizio	1.098	2.224
Appendice fiscale	406	237
Ammortamenti	670	509
Svalutazioni (rivalutazioni)	631	777
Variazioni fondi per rischi e oneri	160	231
Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(13)	10
Minusvalenze da radiazione, eliminazione ed estinzione	4	37
Minusvalenze (plusvalenze) e perdite (recuperi) su crediti per disinvestimenti	(1)	(5)
Dividendi	(1.521)	(1.784)
Interessi attivi	(142)	(194)
Interessi passivi	118	63
Differenze di cambio non realizzate	2	(2)
Oneri (proventi) straordinari	(76)	12
Imposte sul reddito	37	137
Proventi per imposte anticipate nette		(414)
Altre rettifiche		(10)
Risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	1.373	1.808
Variazioni:		
- rimanenze	30	32
- crediti commerciali e diversi	146	331
- ratei e risconti attivi	(10)	(14)
- debiti commerciali e diversi	(191)	(139)
- ratei e risconti passivi	(2)	(10)
Flusso di cassa del risultato operativo	1.346	2.008
Dividendi incassati	1.429	1.784
Interessi incassati	131	451
Interessi pagati	(118)	(62)
Proventi (oneri) straordinari incassati (pagati)	(1)	(9)
Imposte sul reddito pagate	(54)	(19)
Imposte rimborsate e crediti di imposta ceduti		387
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**2.733**	**4.540**

(milioni di €)

	1998	1999
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(208)	(225)
- immobilizzazioni materiali	(421)	(384)
- partecipazioni	(341)	(1.551)
- titoli		(736)
- crediti finanziari	(471)	(516)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(41)	91
Flusso di cassa degli investimenti	(1.482)	(3.311)
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni materiali	10	8
- partecipazioni	461	7
- titoli	217	155
- crediti finanziari	1.242	26
Flusso di cassa dei disinvestimenti	1.930	194
Flusso di cassa netto da attività di investimento	**448**	**(3.117)**
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	2	109
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(389)	(370)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(988)	(3)
Conferimenti dello Stato - Apporti di capitale	9	3
Dividendi pagati	(1.157)	(1.239)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(2.523)**	**(1.500)**
Flusso di cassa netto del periodo	**658**	**(77)**
Disponibilità liquide a inizio del periodo	**2**	**660**
Disponibilità liquide a fine periodo	**660**	**583**

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio di esercizio al 31 dicembre 1999 è stato redatto secondo le disposizioni del codice civile, integrate dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri (C.N.D.C.) e, ove mancanti, da quelli emanati dall'International Accounting Standard Committee (I.A.S.C.). Poiché non previsti dai principi indicati, sono stati adottati i criteri specifici dell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi applicati a livello internazionale, con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto.

Gli schemi di bilancio sono stati redatti in euro avvalendosi della facoltà, prevista dall'art. 16 comma 3 del decreto legislativo 24 giugno 1998, n. 213 "Disposizioni per l'introduzione dell'Euro nell'ordinamento nazionale", di adottare la nuova moneta per la formazione dei documenti contabili obbligatori a rilevanza esterna anche quando l'euro non è utilizzato come moneta di conto. I valori in lire sono stati convertiti in euro utilizzando il tasso irrevocabile di 1.936,27 lire per euro. Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espressi in milioni di euro avvalendosi della facoltà prevista dall'art. 1 della Deliberazione Consob n. 11661 del 20 ottobre 1998.

In applicazione del D.Lgs. 127/91 è stato redatto il bilancio consolidato di Gruppo.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio di esercizio sono riportati nei punti seguenti.

Immobilizzazioni

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione. Il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono od obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarlo, anche se solo in parte, al mutato potere di acquisto delle monete.

I costi relativi all'attività di ricerca esplorativa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, etc.) sono imputati all'attivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo", per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio.

I costi relativi all'acquisto di concessioni minerarie sono ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto a partire dall'entrata in produzione del giacimento perché la loro vita utile è strettamente correlata con la disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Con tale metodo, i beni sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate di idrocarburi esistenti alla fine dell'esercizio incrementate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate. Per questi beni, al fine di conseguire benefici fiscali, sono stanziati ulteriori ammortamenti, in relazione alla durata della concessione, iscritti a rettifica delle immobilizzazioni immateriali.

I costi connessi alle licenze d'uso e a migliorie non economicamente separabili su beni condotti in locazione sono ammortizzati in quote costanti nel periodo di durata delle licenze e delle locazioni, non superiore comunque a cinque anni. Le altre immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione e comunque per un periodo non superiore a cinque anni.

Le immobilizzazioni immateriali sono svalutate quando il loro valore risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione stimata sulla base del valore normale del bene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nel settore di attività. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le immobilizzazioni immateriali sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate e tenuto conto dell'ammortamento maturato. La svalutazione dei costi di impianto e di ampliamento non è oggetto di rivalutazione.

Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri finanziari connessi a finanziamenti di scopo relativi al periodo di realizzazione del bene.

Il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono od obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarlo, anche se solo in parte, al mutato potere di acquisto delle monete.

I beni condotti in locazione finanziaria sono iscritti all'attivo patrimoniale nell'esercizio in cui è esercitato il diritto di riscatto. Nel periodo di locazione l'impegno a effettuare i pagamenti dei canoni è iscritto in calce allo stato patrimoniale.

I costi sostenuti per l'attività di sviluppo di idrocarburi (perforazione di pozzi di sviluppo e loro completamento per la produzione, costruzione e installazione degli impianti necessari all'attività di produzione, etc.) sono ammortizzati, prevalentemente, con il metodo dell'unità di prodotto perché la loro vita utile è strettamente legata alla disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Le altre immobilizzazioni materiali, in conformità alla prassi diffusa in Italia, sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione dei beni determinata sulla base delle aliquote ordinarie previste dal Ministero delle finanze.

	Percentuale annua per i beni acquistati fino al 1988	Percentuale annua per i beni acquistati dal 1989
Terreni e fabbricati	da 5 a 10	da 5 a 10
Impianti e macchinario	da 8 a 25	da 7,5 a 22,5
Altri pozzi e impianti di sfruttamento	15	da 7,5 a 15
Attrezzature industriali e commerciali	da 7,5 a 35	da 7,5 a 35
Altri beni	da 12 a 20	da 12 a 25

Al fine di conseguire benefici fiscali, sono rilevati in aggiunta agli ammortamenti economico-tecnici ulteriori ammortamenti, entro i limiti delle aliquote ordinarie e anticipate previste dalla normativa fiscale. Per gli stessi motivi, i beni di valore inferiore a un milione di lire sono integralmente ammortizzati nell'esercizio. Gli ammortamenti eccedenti, con esclusione di quelli anticipati rilevati dopo l'esercizio 1998, sono iscritti a rettifica delle immobilizzazioni materiali. A partire dall'esercizio 1999 gli ammortamenti anticipati sono accantonati alla riserva di patrimonio netto "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" in sede di attribuzione dell'utile di esercizio da parte dell'Assemblea degli azionisti, senza transitare nel conto economico.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa sono imputati all'attivo patrimoniale. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le svalutazioni e le rivalutazioni sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

Partecipazioni immobilizzate

Le partecipazioni sono iscritte al costo, incrementato delle rivalutazioni per conguaglio monetario derivanti dall'applicazione di leggi specifiche.

Il costo è rettificato per perdite durevoli di valore apprezzate sulla base della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, se redatto, o dall'ultimo bilancio di esercizio conosciuto nonché dei relativi piani pluriennali, ove disponibili. Per le imprese estere il patrimonio netto è convertito al cambio di chiusura dell'esercizio. Il costo è determinato applicando il metodo LIFO a scatti annuali.

Il rischio derivante dalle perdite eccedenti il patrimonio netto (deficit patrimoniale) delle partecipate è rilevato al passivo patrimoniale alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri".

Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate e la rettifica è imputata a conto economico come rivalutazione. Per le partecipazioni acquisite prima della pubblicazione del D.Lgs. 127/91, l'analisi dei movimenti assume come costo originario del bene il valore iscritto all'attivo patrimoniale nel bilancio di esercizio 1992.

Attivo circolante

Rimanenze

Le rimanenze sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato. Le rimanenze di materie sussidiarie e di consumo obsolete o di lenta movimentazione sono valutate in relazione alla loro possibilità di utilizzo o di realizzo. Le configurazioni di costo adottate sono le seguenti:

- per i prodotti finiti (gas naturale, greggi e condensati) viene utilizzato il costo industriale di produzione applicando il metodo LIFO a scatti annuali;
- per le materie prime, sussidiarie e di consumo il costo è determinato con il metodo del "costo medio d'acquisto ponderato per movimento";

- per i materiali riutilizzabili il costo è determinato in relazione alla possibilità di reimpiego nei limiti del costo di riacquisto ridotto del degrado.

Le svalutazioni effettuate non vengono mantenute se nei successivi esercizi ne vengono meno i motivi.

Crediti e debiti
I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzazione; i debiti sono iscritti al loro valore nominale.

Al fine di conseguire benefici fiscali, in esercizi precedenti sono state effettuate svalutazioni eccedenti quelle necessarie a tener conto del presumibile valore di realizzazione dei crediti finanziari, entro i limiti previsti dalla normativa fiscale. Le svalutazioni sono iscritte a rettifica dei crediti.

I crediti e i debiti in moneta estera sono convertiti in euro applicando il cambio storico ovvero, in presenza di contratti di copertura specifica dal rischio di cambio, il cambio a pronti definito nei contratti. Al fine di conseguire benefici fiscali altrimenti non ottenibili, i crediti e debiti non sono adeguati al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio, ma di essi si tiene conto nella determinazione del fondo oscillazione cambi costituito nei limiti previsti dalla normativa fiscale; conseguentemente non vengono rilevate eventuali differenze attive nette di cambio.

Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni
I titoli sono iscritti al minore tra il costo, determinato con il metodo LIFO, e il valore di mercato (media dei prezzi delle negoziazioni del mese di dicembre presso le borse valori). Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, i titoli sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate.

Ratei e risconti
I ratei e i risconti sono determinati in modo da imputare all'esercizio la quota di competenza dei costi e dei proventi comuni a due o più esercizi. I risconti attivi accolgono, tra l'altro, le imposte sul reddito anticipate (al netto delle imposte differite compensabili).

Fondi per rischi e oneri
I fondi per rischi e oneri comprendono costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile dei quali tuttavia, alla data di chiusura dell'esercizio, sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza. In particolare il fondo smantellamento e ripristino siti accoglie i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito; i costi sono accantonati annualmente in modo che il rapporto tra il fondo e l'ammontare dei costi previsti corrisponda al rapporto tra la produzione cumulata a fine periodo e le riserve certe sviluppate a fine periodo incrementate delle produzioni cumulate.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato e altri trattamenti a favore dei dipendenti
Il trattamento di fine rapporto è stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti in conformità alla legislazione e ai contratti di lavoro. L'ammontare iscritto in bilancio riflette il debito maturato nei confronti dei dipendenti al netto delle anticipazioni erogate agli stessi.

L'Eni SpA versa contributi ad alcune organizzazioni dei lavoratori che si occupano della copertura delle spese mediche e di altre provvidenze a favore dei dipendenti non gestite dalla Società. I contributi da corrispondere sono determinati sulla base delle condizioni previste nei contratti stipulati con le organizzazioni sindacali. I contributi alle organizzazioni dei lavoratori sono imputati a conto economico quando corrisposti.

Garanzie personali e altri conti d'ordine
Le garanzie personali sono iscritte in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare nominale della garanzia prestata.

Gli impegni per contratti derivati che comportano lo scambio a termine di capitali o di altre attività o del loro differenziale sono iscritti al prezzo di regolamento del contratto; gli impegni per contratti derivati diversi dai precedenti sono iscritti al valore nominale del capitale di riferimento.

Gli altri impegni sono iscritti in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare corrispondente all'effettiva obbligazione alla data di chiusura dell'esercizio.

I rischi possibili, ma non probabili, conseguenti a richieste di risarcimenti o a controversie sono iscritti in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare preteso ovvero, se la pretesa è giudicata infondata o se tali rischi non sono quantificabili, sono menzionati negli impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale.

Le garanzie e gli altri conti d'ordine in moneta estera sono iscritti applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio o il cambio a termine negoziato, salvo per quelle in cui è prevista la garanzia dello Stato (che copre le oscillazioni superiori al 5%) che sono convertite al cambio storico aumentato o diminuito del 5% nel caso in cui il cambio al 31 dicembre risulti non compreso nella predetta banda di oscillazione.

Ricavi e costi

I ricavi e i costi sono imputati a conto economico secondo il criterio della competenza economica e nel rispetto del principio della prudenza. I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti e abbuoni, nonché delle imposte direttamente connesse.

Il momento del riconoscimento dei ricavi coincide per il gas naturale con l'immissione nella rete di distribuzione di proprietà del vettore; per gli idrocarburi liquidi al momento del caricamento sui mezzi di trasporto (salvo diverse disposizioni contrattuali). I ricavi per prestazioni di servizi sono riconosciuti quando il servizio è reso e non sussistono incertezze di rilievo sull'esistenza e sull'ammontare del corrispettivo.

Dividendi

I dividendi sono iscritti nell'esercizio in cui ne è stata deliberata la distribuzione.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività secondo criteri civilistici e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. La rilevazione delle imposte differite è omessa se è dimostrabile che il loro pagamento è improbabile; l'iscrizione delle imposte anticipate è subordinata alla ragionevole certezza della loro recuperabilità. Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono compensate se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Ratei e risconti"; se passivo, alla voce "Fondo per imposte".

Contratti derivati

Per far fronte al rischio di variazione dei tassi di interesse e dei cambi, la Società stipula contratti derivati a copertura di specifiche operazioni ovvero di esposizioni nette.

I differenziali di interesse da incassare o da pagare sugli interest rate swap sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto.

I contratti derivati di copertura dal rischio di cambio sono valutati congiuntamente all'attività o passività coperta se attribuibili ad esse in modo specifico; diversamente concorrono alla determinazione del fondo oscillazione cambi costituito nei limiti previsti dalla normativa fiscale come indicato al punto "Crediti e debiti".

Costi di ricerca scientifica e tecnologica

Gli investimenti nelle attività volte all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, in altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico sono considerati costi correnti e imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Costi ambientali

I costi ambientali sono sostenuti per prevenire, ridurre, riparare o monitorare l'impatto ambientale delle attività produttive e sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui vengono sostenuti. I rischi e gli oneri sono accantonati alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" quando è probabile o certo che la passività sarà sostenuta e l'ammontare può essere ragionevolmente stimato.

Costi di ristrutturazione

I costi derivanti dagli incentivi all'esodo e dai prepensionamenti sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui il programma di riduzione del personale è definito e si sono verificate le condizioni previste per l'attuazione.

Modifica dei criteri contabili

Rispetto all'esercizio precedente sono stati modificati i seguenti criteri:

- in applicazione del principio contabile n. 25 del Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri emanato nel marzo 1999 è stata effettuata la rilevazione delle imposte sul reddito anticipate per l'intero ammontare anche se eccedente le imposte differite di competenza dell'esercizio, fatto comunque salvo il requisito della ragionevole certezza del loro recupero. In precedenza si escludeva la rilevazione delle imposte anticipate non compensabili con le imposte differite in considerazione delle incertezze sulla loro possibile tassazione, ora superate dalle disposizioni contenute nelle istruzioni al modello Unico per la dichiarazione dei redditi 1998;

- in applicazione dello stesso principio contabile gli ammortamenti anticipati previsti all'art. 67, comma 3 del D.P.R. 917/86 ed effettuati esclusivamente per ottenere benefici fiscali sono rilevati alla riserva di patrimonio netto "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" in sede di attribuzione dell'utile di esercizio da parte dell'Assemblea degli azionisti; nel conto economico sono rilevate le relative imposte differite. In precedenza gli ammortamenti anticipati erano imputati al conto economico in contropartita al valore dei beni cui si riferivano e non si procedeva alla rilevazione delle imposte differite. Gli ammortamenti anticipati stanziati negli esercizi precedenti e ancora esistenti al 31 dicembre 1998 non sono stati riclassificati nella "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" in contropartita alla voce "Immobilizzazioni materiali", né sono state accantonate le relative imposte differite, in relazione al mancato riconoscimento del conseguente incremento del patrimonio netto ai fini dell'applicazione della DIT;

- la svalutazione delle immobilizzazioni materiali è stata determinata adottando il Principio Contabile Internazionale n. 36 "Impairment of Assets", obbligatorio dall'esercizio 2000, che prevede la verifica della recuperabilità del valore di un bene utilizzato nel processo produttivo mediante il confronto tra il valore di iscrizione e il suo valore normale determinato attualizzando, a un tasso che tiene conto del rischio implicito nel settore di attività, i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione; in precedenza la verifica della recuperabilità era effettuata, a norma del principio contabile statunitense "Accounting for the Impairment of Long-Lived Assets and for Long-Lived Assets to Be Disposed Of" ("SFAS 121"), confrontando in primo luogo il valore di iscrizione del bene con la somma dei flussi di cassa non attualizzati e solo se questo primo test dava esito negativo si procedeva alla svalutazione sulla base del valore normale. L'applicazione del nuovo principio non ha comportato effetti perché nell'esercizio 1999 non si sono verificate fattispecie di valutazione che avrebbero prodotto risultati diversi se si fosse adottato il precedente criterio.

L'effetto positivo sul risultato dell'esercizio e sul patrimonio netto delle modifiche dei criteri ammonta a 535 milioni di euro; in particolare, si sono determinati i seguenti effetti economici e patrimoniali:

- la rilevazione alla voce "Proventi straordinari" delle imposte anticipate, eccedenti le imposte differite, non rilevate nei precedenti esercizi (componente retrospettiva) per 414 milioni di euro;

- la mancata rilevazione alla voce "Ammortamenti e svalutazioni" in contropartita alla voce dell'attivo patrimoniale "Immobilizzazioni materiali" di ammortamenti anticipati per 91 milioni di euro (92 milioni di euro nell'esercizio precedente);

- la rilevazione alla voce "Imposte sul reddito" delle imposte anticipate nette (componente corrente) per 30 milioni di euro rappresentate da imposte anticipate nette per 68 milioni di euro, parzialmente assorbite da imposte differite su ammortamenti anticipati (38 milioni di euro);

- la rilevazione alla voce "Ratei e risconti" di imposte anticipate per 444 milioni di euro.

NOTE AL BILANCIO ED ALTRE INFORMAZIONI

1) Immobilizzazioni immateriali

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1998	Incrementi	Decrementi	Ammortamenti	**Valore netto al 31.12.1999**	**Fondo ammortamento al 31.12.1999**
Costi di ricerca e sviluppo		140		(140)		
Diritti utilizzazione delle opere dell'ingegno	24	11		(19)	16	(180)
Concessioni e licenze	94	53		(8)	139	(20)
Immobilizzazioni in corso e acconti	12	8	(5)		15	
Altre	10	8		(2)	16	(16)
	140	**220**	**(5)**	**(169)**	**186**	**(216)**

I *costi di ricerca e sviluppo* riguardano i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi.

I *diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno* di 16 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno del software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le *concessioni e licenze* di 139 milioni di euro riguardano essenzialmente le concessioni di sfruttamento minerario dei campi di Caldarosa (42 milioni di euro) e Bonaccia (89 milioni di euro). L'ammortamento economico-tecnico delle concessioni decorre dall'esercizio in cui ha inizio la produzione; al fine di evitare la perdita del diritto alla deducibilità fiscale, si è proceduto all'ammortamento determinato sulla base della loro durata (12 milioni di euro al 31 dicembre 1999).

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* ammontano a 15 milioni di euro e riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di software.

Le *altre immobilizzazioni immateriali* di 16 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi per migliorie non economicamente separabili su beni condotti in locazione.

2) Immobilizzazioni materiali

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1998	Incrementi	Decrementi	Ammortamenti e svalutazioni	**Valore netto al 31.12.1999**	**Fondi ammortamento e svalutazione al 31.12.1999**
Terreni e fabbricati	67	2	(1)	(8)	60	101
Impianti e macchinario	997	351	(8)	(567)	773	6.022
Attrezzature industriali e commerciali	2	2		(1)	3	48
Altri beni	13	3		(5)	11	80
Immobilizzazioni in corso e acconti	664	267	(271)		660	
	1.743	**625**	**(280)**	**(581)**	**1.507**	**6.251** (1)

(1) Di cui 282 riferiti al fondo svalutazione.

I fondi ammortamento e svalutazione di 6.251 milioni di euro comprendono ammortamenti stanziati per ottenere benefici fiscali per 1.073 milioni di euro. Nell'esercizio si sono verificate le seguenti variazioni:

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1998	Stanziamenti (1)	Rigiro	**Valore al 31.12.1999**
Terreni e fabbricati	3			3
Impianti e macchinario	824	269	(29)	1.064
Attrezzature industriali e commerciali	3		(1)	2
Altri beni	7		(3)	4
	837	**269**	**(33)**	**1.073**

(1) A partire dall'esercizio 1999, gli ammortamenti anticipati sono rilevati alla riserva di patrimonio netto "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" in sede di attribuzione dell'utile di esercizio da parte dell'Assemblea degli azionisti, senza transitare a conto economico.

La colonna "Rigiro" riguarda gli ammortamenti eccedenti le aliquote economico tecniche e anticipate riassorbiti per effetto dell'ammortamento economico-tecnico dei beni successivo al completamento dell'ammortamento fiscalmente consentito, nonché a fronte di cessioni, radiazioni e svalutazioni.

L'iscrizione dei beni condotti in locazione finanziaria (riguardanti essenzialmente due uffici in San Donato Milanese) sulla base del metodo finanziario, anziché del metodo patrimoniale, avrebbe avuto i seguenti effetti:

- nel conto economico, in sostituzione dei canoni di locazione (8 milioni di euro) si sarebbero iscritti ammortamenti e oneri finanziari per 7 milioni di euro;
- nello stato patrimoniale si sarebbero iscritti immobilizzazioni materiali per 129 milioni di euro, al netto degli ammortamenti, e debiti finanziari per 126 milioni di euro.

Impianti e macchinario

(milioni di €)

	Costo	Ammortamenti	Rettifiche di valore	**Valore netto al 31.12.1999**
Saldo iniziale	**6.474**	**(5.195)**	**(282)**	**997**
Movimenti dell'esercizio:				
Incrementi per:				
- acquisizioni	112			112
- trasferimenti da immobilizzazioni in corso	239			239
Decrementi per:				
- ammortamenti		(567)		(567)
- cessioni	(29)	21		(8)
Saldo finale	**6.796**	**(5.741)**	**(282)**	**773**

Gli *impianti e macchinario* di 773 milioni di euro riguardano essenzialmente gli impianti per lo sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi.

Immobilizzazioni in corso e acconti

Le *immobilizzazioni in corso e acconti* (660 milioni di euro) riguardano in particolare il progetto Val d'Agri negli Appennini Meridionali (353 milioni di euro) e la costruzione di una piattaforma dotata di un sistema di compressione nel Mare Adriatico (45 milioni di euro).

Rivalutazioni a norma di legge e allocazione del disavanzo di fusione

(milioni di €)

	Legge n. 576 del 1975		Legge n. 413 del 1991		Disavanzo di fusione	
	Valore al 31.12.1998	**Valore al 31.12.1999**	Valore al 31.12.1998	**Valore al 31.12.1999**	Valore al 31.12.1998	**Valore al 31.12.1999**
Terreni e fabbricati:						
- costo	1	1	26	26	10	10
- fondo ammortamento e svalutazione	(1)	(1)	(20)	(22)	(2)	(2)
	0	**0**	**6**	**4**	**8**	**8**
Impianti e macchinario:						
- costo	36	36			1.542	1.535
- fondo ammortamento e svalutazione	(36)	(36)			(1.014)	(1.391)
	0	**0**	**0**	**0**	**528**	**144**
Attrezzature industriali e commerciali:						
- costo	..	..			2	2
- fondo ammortamento e svalutazione	..	..			(2)	(2)
	0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
Altri beni:						
- costo	..	..			10	9
- fondo ammortamento e svalutazione	..	..			(9)	(9)
	0	**0**	**0**	**0**	**1**	**0**
Totale:						
- costo	37	37	26	26	1.564	1.556
- fondo ammortamento e svalutazione	(37)	(37)	(20)	(22)	(1.027)	(1.404)
	0	**0**	**6**	**4**	**537**	**152**

La colonna "Disavanzo di fusione" riguarda la rivalutazione delle immobilizzazioni materiali effettuata nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA.

3) Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1998	Aumenti di capitale sociale	Acquisizioni	Rettifiche di valore	**Valore netto al 31.12.1999**
Partecipazioni in:					
- imprese controllate	8.584	476	1.047	(773)	9.334
- imprese collegate	130	39			169
- altre imprese	4				4
	8.718	**515**	**1.047**	**(773)**	**9.507**

Gli aumenti di capitale sociale delle imprese controllate riguardano l'Agip Exploration BV (465 milioni di euro), l'AgipPetroli SpA (9 milioni di euro), attuato mediante conferimento del ramo di azienda commercializzazione greggi e condensati d'acquisto, e la Servizi Fondo Bombole Metano SpA (2 milioni di euro).

Gli aumenti di capitale delle imprese collegate riguardano l'Albacom SpA (36 milioni di euro) e il Consorzio S.E.T. (3 milioni di euro).

In data 28 aprile 1999, è stata acquistata dall'Eni International Holding BV la partecipazione detenuta nella Agip International BV (35,15% del capitale) al prezzo di 1.045 milioni di euro, pari alla corrispondente quota di patrimonio netto al 31 dicembre 1998, detratti i dividendi distribuiti.

Il 2 dicembre 1999 è stata acquistata dalla Snam SpA la partecipazione del 60% nella Eni Servizi Amministrativi SpA al prezzo di 2 milioni di euro, pari alla corrispondente quota del capitale sociale.

L'analisi per società delle rettifiche di valore di 773 milioni di euro è riportata alla nota n. 19 "Rettifiche di valore di attività finanziarie".

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 1999, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono riportate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA", che fa parte integrante delle presenti note.

Le partecipazioni sono esposte al netto del fondo svalutazione di 3.969 milioni di euro riguardante pressoché esclusivamente imprese controllate.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate e collegate con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è riportata nella tabella seguente:

Partecipazioni possedute

(milioni di €)

Denominazione	Sede		Capitale sociale (in lire)	Bilancio dell'ultimo esercizio: Patrimonio netto	Bilancio dell'ultimo esercizio: Utile o (Perdita)	Quota % posseduta	Valore di bilancio al 31.12.1999	Fondo copertura perdite	Valore netto al 31.12.1999	Valore al patrimonio netto (1)	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto
							A	B	C=A-B	D	E=D-C
Partecipazioni che costituiscono immobilizzazioni in: imprese controllate											
Agip SpA (2)	S. Donato Mil.		400.000.000	..	(..)	99,95000	..		..	..	..
Agip Exploration BV	Amsterdam	NLG	25.000.030	293	(308)	100,00000	293		293	293	0
Agip International BV	Amsterdam	NLG	1.021.508.850	1.917	984	100,00000	1.917		1.917	4.273	2.356
Agip Medio-Oriente SpA	S. Donato Mil.		600.000.000	..	(..)	99,00000	..		..	..	..
Agip Petroleum Co Inc	Dover	USD	100.000.000	307	18	100,00000	132		132	305	173
AgipPetroli SpA	Roma		1.830.000.000.000	1.863	202	100,00000	1.960		1.960	2.354	394
Centro Ocean. Mediter. ScpA	Palermo		12.000.000.000	5	(1)	88,48850	4		4	4	0
Combustibili Nucleari SpA (in liq.)	Milano		400.000.000	(6)	..	99,99500	0	6	(6)	(6)	0
Consorzio Eni Acqua	Roma		20.000.000	..		15,00000	..		..	..	..
EniChem SpA	S. Donato Mil.		4.488.000.000.000	1.669	(552)	70,10599	1.253		1.253	1.253	0
EniComunicazione SpA	Roma		38.000.000.000	14	(3)	99,99987	13		13	13	0
EniData SpA	Milano		32.500.000.000	36	19	15,00000	2		2	6	4
Enifin SpA	S. Donato Mil.		250.258.600.000	140	..	100,00000	253		253	239	(14)
EniFormazione ScpA	S. Donato Mil.		4.000.000.000	2	..	30,00000	1		1	1	0
Eni International Holding BV	Amsterdam	NLG	906.603.710	1.658	845	91,96325	1.102		1.102	1.943	841
Enirisorse SpA (in liquidazione)	Roma		100.000.000.000	(324)	(142)	100,00000		324	(324)	(324)	0
Eni Servizi Amministrativi SpA	S. Donato Mil.		5.000.000.000	2	(..)	60,00000	2		2	2	0
EniSud SpA	Roma		55.081.000.000	27	(1)	50,00000	14		14	14	0
EniTecnologie SpA	S. Donato Mil.		30.000.000.000	17	1	40,00000	7		7	7	0
Eurosolare SpA	S. Donato Mil.		20.000.000.000	7	(5)	99,99950	5		5	5	0
Iafe SpA	Castelgandolfo		2.500.000.000	1	..	35,00000	..		..	..	..
Padana Assicurazioni SpA	Milano		30.000.000.000	157	16	10,00000	1		1	16	15
Saipem SpA	Milano		440.000.000.000	614	20	13,17025	296		296	127	(169)
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma		4.000.000.000	2	(..)	100,00000	2		2	2	0
Sieco SpA	S. Donato Mil.		1.000.000.000	1	..	16,00000	..		..	..	..
Snam SpA	S. Donato Mil.		2.170.000.000.000	2.972	1.339	99,99999	1.759		1.759	4.105	2.346
Snamprogetti SpA	S. Donato Mil.		200.000.000.000	177	53	80,00000	77		77	233	156
Società Petrolifera Italiana SpA	S. Donato Mil.		73.040.000.000	49	8	99,96207	36		36	48	12
Sofid SpA	Roma		164.495.190.000	189	28	77,43743	201		201	255	54
Somicem SpA	Ragusa		200.000.000	11	7	90,00000	..		..	19	19
Tecnomare SpA	Venezia		4.000.000.000	10	1	45,00000	4		4	5	1
							9.334	**330**	**9.004**	**15.192**	**6.188**

(milioni di €)

Denominazione	Sede		Capitale sociale (in lire)	Bilancio dell'ultimo esercizio: Patrimonio netto	Bilancio dell'ultimo esercizio: Utile o (Perdita)	Quota % posseduta	Valore di bilancio al 31.12.1999	Fondo copertura perdite	Valore netto al 31.12.1999	Valore al patrimonio netto (1)	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto
							A	B	C=A-B	D	E=D-C
imprese collegate											
Albacom SpA (3)	Roma		543.423.000.000	173	(74)	34,99999	164		164	85	(79)
Consorzio S.E.T.	S. Martino T.		11.000.000.000	6	0	50,00000	3		3	3	0
Eur Duemila Associazione (4)	Roma		600.000.000	..	(..)	16,66666	..		..	..	..
Leag SpA (in liquidazione) (4)	Mosca	RUR	1.128.000.000	..	(..)	30,00000	..		..	..	..
Thetis SpA	Venezia		11.250.200.000	6	(1)	28,62350	2		2	2	0
							169	**0**	**169**	**90**	**(79)**
Totale imprese controllate e collegate							**9.503**	**330**	**9.173**	**15.282**	**6.109**
altre imprese											
Campec Scrl (4)	Portici		200.000.000	..	..	11,17650	..		..		
Comerint SpA	Roma		5.000.000.000	12	3	10,00000	..		..		
Consorzio Elis Scrl (4)	Roma		100.000.000	..	0	5,00000	..		..		
Cons. per Svil. Industr. Potenza (4)	Potenza		907.500.000	68	(1)	1,96114	..		..		
Consorzio Pisa Ricerche	Pisa		750.000.000	1	0	6,66667	..		..		
Consorzio Qualital	Pisa		270.000.000	..	(..)	6,66667	..		..		
Cristal Ltd (4)	Hamilton	USD	120.000	..	..	0,00833	..		..		
Emittenti Titoli SpA	Milano		8.200.000.000	5	..	10,00000	1		1		
Mediotrade SpA	Roma		1.933.350.000	1	(..)	4,63574	..		..		
Norsea Pipeline Ltd (4)	Londra	GBP	7.614.062	26	11	10,32333	1		1		
Sapir SpA (4)	Ravenna		20.720.000.000	29	2	2,44097	..		..		
S.A.R.C.I.S. SpA (4)	Palermo		7.578.480.000	2	(1)	10,00000	..		..		
Simest SpA (4)	Roma		316.627.369.000	197	5	1,30234	2		2		
Totale altre imprese							**4**	**0**	**4**		

(1) Il valore al patrimonio netto corrisponde alla frazione di patrimonio netto determinato applicando i criteri indicati all'art. 2426 n. 4 del codice civile.

(2) L'Agip SpA è stata costituita al fine di tutelare la denominazione sociale.

(3) L'Albacom SpA chiude l'esercizio sociale il 31 marzo 2000. Il valore al patrimonio netto si basa sulla specifica situazione patrimoniale redatta dalla società al 31 dicembre 1999.

(4) L'ultimo bilancio di esercizio disponibile è quello al 31 dicembre 1998.

In considerazione della consistenza patrimoniale e delle prospettive reddituali risultanti dai piani quadriennali, non si è proceduto alla svalutazione delle seguenti partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto:

- Saipem SpA, il cui valore di iscrizione di 296 milioni di euro, adeguato nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA al prezzo di cessione sul mercato di 75 milioni di azioni avvenuta nel marzo 1998 (5,11 euro per azione), è superiore a quello risultante dall'applicazione del criterio del patrimonio netto di 169 milioni di euro[1];
- Enifin SpA, il cui valore di iscrizione di 253 milioni di euro, corrispondente al prezzo di acquisizione che teneva conto di riserve implicite tuttora esistenti, è superiore a quello risultante dall'applicazione del criterio del patrimonio netto di 14 milioni di euro;
- Albacom SpA, il cui valore di iscrizione di 164 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del criterio del patrimonio netto di 79 milioni di euro.

Rivalutazioni a norma di legge e allocazione del disavanzo di fusione

(milioni di €)

	Legge n. 576 del 1975		Legge n. 292 del 1993		Disavanzo di fusione	
	Valore al 31.12.1998	**Valore al 31.12.1999**	Valore al 31.12.1998	**Valore al 31.12.1999**	Valore al 31.12.1998	**Valore al 31.12.1999**
Snam SpA			1.118	1.118		
AgipPetroli SpA					504	504
Saipem SpA	..	..			245	245
Eni International Holding BV			487	487		
Sofid SpA	1	1	141	141		
Snamprogetti SpA			8	8		
Somicem SpA	..	..				
	1	**1**	**1.754**	**1.754**	**749**	**749**

La rivalutazione di cui alla legge n. 292 del 1993 si riferisce alla determinazione in via definitiva del patrimonio netto, con effetto 1° gennaio 1995, autorizzata dal Ministero del tesoro con decreto n. 729153 del 7 febbraio 1995 e deliberata dall'Assemblea degli azionisti del 12 giugno 1995. Il "Disavanzo di fusione" è relativo alla rivalutazione delle partecipazioni effettuata nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA.

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1998	Riscossioni	**Valore netto al 31.12.1999**
Crediti verso:			
- imprese controllate	320	(25)	295
- altri	2	(2)	
	322	**(27)**	**295**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 33 milioni di euro costituito dagli accantonamenti determinati nei limiti previsti dall'art. 71 del D.P.R. 29 dicembre 1986, n. 917 al fine di conseguire benefici fiscali (la fiscalità latente, riguardante l'Irpeg, ammonta a 12 milioni di euro).

(1) Applicando le quotazioni medie del secondo semestre 1999 (3,929 euro per azione) il valore di iscrizione risulta superiore di 68 milioni di euro.

L'analisi per scadenza dei crediti è la seguente:

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1998				Valore netto al 31.12.1999			
	Esigibili entro l'esercizio	Esigibili oltre l'esercizio	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	**Esigibili entro l'esercizio**	**Esigibili oltre l'esercizio**	**Totale**	**di cui scadenti oltre 5 anni**
Crediti verso:								
- imprese controllate	22	298	320	31	20	275	295	28
- altri	2		2					
	24	**298**	**322**	**31**	**20**	**275**	**295**	**28**

L'analisi dei *crediti verso imprese controllate* è la seguente:

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1998	**Valore al 31.12.1999**
Enifin SpA	232	232
Snam SpA	65	56
Italgas SpA	22	17
Napoletana Gas SpA	21	15
Sofid SpA	7	6
AgipPetroli SpA	2	1
Agricoltura SpA (in liquidazione)	1	1
EniChem SpA	3	
Fondo svalutazione crediti	(33)	(33)
	320	**295**

4) Attivo circolante - rimanenze

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1998	Variazioni di esercizio	**Valore netto al 31.12.1999**
Materie prime, sussidiarie e di consumo	95	(12)	83
Lavori in corso su ordinazione	1	1	2
Prodotti finiti	129	(21)	108
	225	**(32)**	**193**

Le *rimanenze di prodotti finiti* sono costituite da gas naturale prodotto e immesso in giacimenti di stoccaggio per 96 milioni di euro e da petrolio di produzione per 12 milioni di euro.

La valutazione delle rimanenze sulla base del costo medio dell'esercizio determinerebbe una differenza apprezzabile rispetto al valore di iscrizione solo per il gas naturale che avrebbe un maggior valore di circa 225 milioni di euro (202 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

5) Attivo circolante - crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è la seguente:

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1998			Valore netto al 31.12.1999		
	Esigibili entro l'esercizio	Esigibili oltre l'esercizio (1)	Totale	**Esigibili entro l'esercizio**	**Esigibili oltre l'esercizio (1)**	**Totale**
Crediti commerciali verso:						
- clienti	147		147	81		81
- imprese controllate	359		359	537		537
- imprese collegate	14		14	8		8
- altri	4		4	1		1
	524		**524**	**627**		**627**
Crediti diversi verso:						
- imprese controllate:						
. finanziari				516		516
. altri	123		123	34		34
- controllante	1		1			
- altri	907	855	1.762	209	542	751
	1.031	**855**	**1.886**	**759**	**542**	**1.301**

(1) Per i crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato esigibili oltre l'esercizio, si è assunto il rimborso entro il quinto esercizio successivo.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 134 milioni di euro, riguardante essenzialmente i crediti di imposta (120 milioni di euro), che ha registrato nell'esercizio un incremento per accantonamento di 3 milioni di euro.

I *crediti verso clienti* di 81 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti per le attività in joint venture; la riduzione rispetto all'esercizio precedente è connessa al conferimento all'AgipPetroli SpA dell'attività di commercializzazione greggi e condensati d'acquisto.

I *crediti commerciali verso imprese controllate* di 537 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti derivanti dalla vendita di gas naturale e da prestazioni di servizi di modulazione e stoccaggio alla Snam SpA (393 milioni di euro) e dalla vendita di petrolio e condensati all'AgipPetroli SpA (81 milioni di euro). L'incremento di 178 milioni di euro è dovuto in particolare ai maggiori prezzi di vendita degli idrocarburi.

I *crediti diversi verso imprese controllate* riguardano:

- crediti finanziari di 516 milioni di euro per finanziamenti all'Enifin SpA;

- altri crediti di 34 milioni di euro riferiti essenzialmente a indennizzi dovuti dalla Padana Assicurazioni SpA (17 milioni di euro).

I *crediti diversi verso altri* di 751 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato per 731 milioni di euro, come segue:

- crediti diversi: 188 milioni di euro riferiti essenzialmente all'acconto per l'Iva di Gruppo versato nel dicembre 1999 ai sensi all'art. 6 della legge n. 405/90 (186 milioni di euro);

- crediti di imposta: 543 milioni di euro, così composti:

(milioni di €)

Crediti di imposta chiesti a rimborso	457
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	187
Crediti di imposta acquistati da società controllate	6
Altri crediti	13
Fondo svalutazione crediti	(120)
	543

La riduzione dei crediti di imposta rispetto al 31 dicembre 1998 di 994 milioni di euro si analizza come segue:

		(milioni di €)
Crediti al 31 dicembre 1998		**1.537**
Crediti di imposta su dividendi	759	
Ritenute di acconto su cedole CCT	13	
Utilizzo per Irpeg	(772)	
Interessi su crediti di imposta		23
Utilizzo a fronte dell'Irap dell'esercizio		(16)
Rimborso crediti di imposta 1988, 1989 e 1990 comprensivi degli interessi al 31 dicembre 1998		(835)
Cessione alla Snam SpA dei crediti di imposta risultanti dalle dichiarazioni 1997 e 1998		(156)
Accantonamento al fondo svalutazione crediti di imposta		(3)
Altre		(7)
Crediti al 31 dicembre 1999		**543**

L'accantonamento al fondo svalutazione crediti riguarda essenzialmente gli interessi maturati sull'ammontare in contestazione del credito di imposta risultante dalla dichiarazione Irpeg 1988. Il fondo svalutazione crediti di 120 milioni di euro è rappresentato essenzialmente dagli accantonamenti a fronte dell'ammontare chiesto a rimborso per imposte sul reddito delle persone giuridiche relative all'esercizio 1988 (99 milioni di euro comprensivo degli interessi maturati al 31 dicembre 1999 di 40 milioni di euro). Secondo l'impostazione del modello per la dichiarazione dei redditi relativi all'esercizio suddetto, l'imponibile rappresentato dal credito di imposta sui dividendi non poteva essere ridotto dall'utilizzo di perdite fiscali pregresse. Questa impostazione ha comportato il formarsi di un'imposta dovuta per la quale è stata presentata istanza di rimborso. Avverso il silenzio-rifiuto dell'Amministrazione finanziaria dello Stato è stato proposto ricorso e le Commissioni Tributarie di I e II grado di Roma, rispettivamente in data 30 ottobre 1991 e 5 luglio 1993, e da ultimo la Commissione Centrale, in data 16 maggio 1996, hanno riconosciuto il diritto al rimborso dell'Eni SpA. L'Amministrazione finanziaria dello Stato ha proposto ricorso presso la Corte di Cassazione che, con ordinanza n. 342 del 30 marzo 1999, ha sospeso il giudizio inviando gli atti alla Corte Costituzionale per la non manifesta infondatezza della questione di illegittimità costituzionale della norma in base alla quale venne attribuita l'impostazione suddetta al modello della dichiarazione dei redditi relativa all'esercizio 1988.

6) Attivo circolante - attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni - Titoli

Gli *altri titoli* di 736 milioni di euro sono rappresentati da CCT, iscritti al nominale, ottenuti a rimborso di crediti di imposta. L'aumento di 581 milioni di euro è dovuto ai CCT 1995/2003 ricevuti a rimborso dell'80% dei crediti di imposta 1988 e 1989 e ai CCT 1997/2007 ricevuti a rimborso di crediti di imposta 1990, parzialmente assorbiti dal rimborso per scadenza di CCT 1994/1999 (155 milioni di euro). Il valore di mercato dei titoli al 31 dicembre 1999 è di 5,20 euro (5,16 euro il valore nominale).

7) Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide di 583 milioni di euro sono depositate essenzialmente presso Enifin SpA.

8) Ratei e risconti attivi

		(milioni di €)
	Valore al 31.12.1998	**Valore al 31.12.1999**
Imposte sul reddito anticipate al netto delle differite		444
Interessi:		
- su titoli di Stato CCT	15	12
- su finanziamenti a imprese controllate	8	4
Costi di emissione dei prestiti obbligazionari e di assunzione finanziamenti	3	2
Altri ratei e risconti attivi	27	19
	53	**481**

I ratei e i risconti attivi a breve termine ammontano a 35 milioni di euro (50 milioni di euro al 31 dicembre 1998); i risconti attivi a lungo termine, rappresentati essenzialmente da imposte anticipate nette, ammontano a 446 milioni di euro (3 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

Le imposte anticipate nette, di 444 milioni di euro, riguardano gli effetti fiscali di seguito analizzati:

(milioni di €)

	Valore al 1.1.1999	**Valore al 31.12.1999**
Imposte sul reddito anticipate su:		
- accantonamenti per smantellamento e ripristino siti	300	329
- accantonamenti per coperture perdite	70	122
- ammortamenti e svalutazioni non detraibili	51	35
- altre	13	14
Imposte differite su:		
- ammortamenti anticipati		(38)
- proventi su cessioni di beni a tassazione differita	(17)	(11)
- altre	(3)	(7)
	414	**444**

9) Patrimonio netto

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1998	**Valore al 31.12.1999**
Capitale sociale	4.132	4.133
Riserva legale	223	278
Altre riserve:		
- riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/93	3.826	3.826
- riserva disponibile	1.462	1.265
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/67	84	84
- conferimenti legge 41/86	33	36
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. 917/86	32	32
- conferimenti legge 730/83	20	20
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 169/83	19	19
- conferimenti legge 749/85	9	9
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile	..	..
- riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93	..	..
Utile dell'esercizio 1998	1.098	
Utile dell'esercizio 1999		2.224
	10.938	**11.926**

Capitale sociale

Il capitale sociale al 31 dicembre 1999 è rappresentato da n. 8.002.127.653 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire, di cui 2.827.584.674 azioni, pari al 35,34%, di proprietà del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica - Patrimonio dello Stato e per n. 5.174.542.979 azioni, pari al 64,66%, di proprietà di azionisti terzi[2]. Rispetto al 31 dicembre 1998 il capitale sociale è aumentato di 1.966.200.000 lire a seguito dell'emissione di 1.966.200 nuove azioni ordinarie, godimento regolare, assegnate gratuitamente ai dirigenti che hanno raggiunto gli obiettivi annuali prefissati aziendali e individuali.

Rispetto al 31 dicembre 1998 la partecipazione del Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica si è ridotta di n. 79.100.441 azioni per l'attribuzione gratuita da parte dello stesso Ministero (fino a 300 azioni, 10 ogni 100 possedute)[3] ai sottoscrittori dell'offerta pubblica di vendita della quarta tranche di azioni Eni SpA che a partire dall'8 luglio 1999, come previsto dall'offerta, hanno presentato richiesta corredata dall'attestazione della Cassa incaricata sull'ininterrotta titolarità delle azioni per dodici mesi.

Secondo quanto previsto dall'art. 123, comma 4, del Testo Unico delle imposte sui redditi, la riserva di rivalutazione per conguaglio monetario iscritta dall'incorporata Agip SpA ai sensi della legge n. 72 del 19 marzo 1983 e dalla stessa imputata ad aumento del proprio capitale sociale per 352 miliardi di lire (182 milioni di euro) deve considerarsi trasferita per effetto dell'operazione di fusione nel capitale sociale dell'incorporante Eni SpA e concorrerà alla formazione del reddito imponibile in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci.

Altre riserve

Le altre riserve riguardano:

- *riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/93:* 3.826 milioni di euro. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni;
- *riserva disponibile:* 1.265 milioni di euro, con un decremento di 197 milioni di euro a seguito dell'utilizzo per la distribuzione del dividendo 1998;
- *fondo investimenti ricerche petrolifere legge n. 613/67:* 84 milioni di euro. La riserva, ex Agip SpA ricostituita a seguito della fusione, accoglie gli utili di precedenti esercizi non assoggettati a Ilor perché destinati a essere reinvestiti in attività di ricerca petrolifera. La ricostituzione è stata effettuata perché non essendo completato il reinvestimento, il diritto all'esenzione non è ancora definitivamente acquisito;
- *riserva da contributi in conto capitale art. 55 D.P.R. 917/86:* 32 milioni di euro. Con tale unica riserva sono state ricostituite le riserve risultanti nel bilancio al 31 dicembre 1996 dell'ex Agip SpA: "Contributi a fondo perduto al 31.12.1992" per (0,01) milioni di euro, "Riserva facoltativa da contributi a fondo perduto disponibile" per 27 milioni di euro e "Riserva facoltativa da contributi a fondo perduto D.Lgs. 537/93" per 5 milioni di euro. La riserva così costituita accoglie i contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 55 del D.P.R. 917/86 succedutesi nel tempo. La riserva è disponibile per effetto dell'ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono;
- *conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985 e 41/1986:* 65 milioni di euro, con un aumento di 3 milioni di euro. Riguardano i rimborsi effettuati dal Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni SpA a contrarre mutui con la BEI (leggi nn. 730/83 e 41/86) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/95 (legge n. 749/85) con ammortamento a carico dello Stato;
- *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/83:* 19 milioni di euro. La riserva, ex Agip SpA ricostituita a seguito della fusione, accoglie le plusvalenze in sospensione d'imposta realizzate nel 1986 a fronte di cessione di partecipazioni;
- *riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93:* 0,07 milioni di euro. La riserva, costituita al fine di usufruire dell'agevolazione fiscale prevista dal comma 6 dell'art. 13 del D.Lgs. 124/93, accoglie la quota dell'utile di esercizio pari al 3% dell'accantonamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare. La riserva è in sospensione di imposta.

Non vi sono limitazioni alla distribuzione delle riserve ai sensi dell'art. 2426, comma 1, n. 5, perché i costi di impianto e ampliamento e i costi di ricerca e sviluppo sono completamente ammortizzati.

(2) Al 31 dicembre 1999, sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti, oltre al Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale.

(3) Per i dipendenti delle società del Gruppo n. 11 azioni ogni 100 possedute.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto intervenute negli ultimi due esercizi

(milioni di €)

	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva disponibile	Conferimenti dello Stato leggi 730/83, 749/85 e 41/86	Riserva adeguamento patr. netto legge 292/93	Riserve ex Agip ricostituite	Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 1997	**4.131**	**119**	**646**	**52**	**3.826**	**135**		**2.077**	**10.986**
Distribuzione del dividendo 1997 (280 lire per azione)								(1.157)	(1.157)
Attribuzione utile residuo 1997		104	816				1	(920)	1
Aumento capitale sociale	1						(1)		
Quote capitale e interessi rimborsate dal Ministero del tesoro ai sensi della legge n. 41/86				10					10
Utile dell'esercizio								1.098	1.098
Saldi al 31 dicembre 1998	**4.132**	**223**	**1.462**	**62**	**3.826**	**135**	**..**	**1.098**	**10.938**
Distribuzione del dividendo 1998 (300 lire per azione)			(197)					(1.042)	(1.239)
Attribuzione utile residuo 1998		55					1	(56)	
Aumento capitale sociale	1						(1)		
Quote capitale e interessi rimborsate dal Ministero del tesoro ai sensi della legge n. 41/86				3					3
Utile dell'esercizio								2.224	2.224
Saldi al 31 dicembre 1999	**4.133**	**278**	**1.265**	**65**	**3.826**	**135**	**..**	**2.224**	**11.926**

Rettifiche e accantonamenti effettuati al fine di ottenere benefici fiscali

(milioni di €)

	Effetto sul patrimonio netto		Effetto sul risultato economico	
	al lordo effetto fiscale latente	al netto effetto fiscale latente	al lordo effetto fiscale latente	al netto effetto fiscale latente
Immobilizzazioni immateriali	12	7	1	1
Immobilizzazioni materiali	1.073	630	236	139
Crediti finanziari	33	21		
	1.118	**658**	**237**	**140**

Per la riserva da contributi in conto capitale art. 55 D.P.R. 917/86 (32 milioni di euro) e la riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge 169/83 (19 milioni di euro), l'effetto fiscale latente, connesso a un eventuale distribuzione, ammonta a 19 milioni di euro.

L'aliquota applicata è del 41,25% (Irpeg e Irap) per gli ammortamenti e del 37% (Irpeg) per i crediti finanziari e le riserve.

10) Fondi per rischi e oneri

(milioni di €)

	Valore iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Valore finale
31 dicembre 1998				
Fondo imposte	36			36
Altri fondi per rischi e oneri:				
- fondo smantellamento e ripristino siti	639	92	(4)	727
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	117	183	(111)	189
- fondo oscillazione cambi	1	2		3
- fondi diversi	6			6
	799	**277**	**(115)**	**961**
31 dicembre 1999				
Fondo imposte	36			36
Altri fondi per rischi e oneri:				
- fondo smantellamento e ripristino siti	727	79	(9)	797
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	189	141		330
- fondo oscillazione cambi	3		(3)	
- fondi diversi	6			6
	961	**220**	**(12)**	**1.169**

Fondo imposte

Salvo che per la controversia relativa al rimborso Irpeg chiesto per l'esercizio 1988 di cui alla nota n. 5, al 31 dicembre 1999 devono considerarsi definiti nei confronti dell'Eni SpA tutti gli esercizi sociali sino al 1993 ai fini delle imposte dirette e sino al 1994 ai fini Iva. Lo stesso vale per l'incorporata Agip SpA, con l'eccezione del contenzioso descritto alla nota n. 15 relativo alle imposte dirette dovute per gli esercizi 1989, 1990, 1991 e 1992. Il fondo imposte di 36 milioni di euro, riveniente dall'incorporata Agip SpA, è destinato prevalentemente a fronteggiare le eventuali passività derivanti da quest'ultimo contenzioso.

Altri fondi per rischi e oneri

Il *fondo smantellamento e ripristino siti* di 797 milioni di euro accoglie i costi maturati al termine dell'esercizio che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti.

Il *fondo copertura perdite di imprese partecipate* di 330 milioni di euro accoglie gli accantonamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate. L'analisi delle variazioni dell'esercizio è la seguente:

(milioni di €)

Società	Valore al 31.12.1998	Accantonamenti	**Valore al 31.12.1999**
Enirisorse SpA (in liquidazione)	183	141	324
Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione)	6		6
	189	**141**	**330**

11) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 51 milioni di euro aumenta di 10 milioni di euro per effetto dell'accantonamento effettuato nell'esercizio (15 milioni di euro), parzialmente assorbito dagli utilizzi (5 milioni di euro).

12) Debiti

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1998				Valore al 31.12.1999			
	Esigibili entro l'esercizio	Esigibili oltre l'esercizio	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	**Esigibili entro l'esercizio**	**Esigibili oltre l'esercizio**	**Totale**	**di cui scadenti oltre 5 anni**
Debiti finanziari:								
A breve termine:								
- banche	2		2					
A lungo termine:								
- imprese controllate	155	310	465	77	21	392	413	77
- banche	193	231	424	32	85	129	214	21
- obbligazioni	5	522	527		5	516	521	
- altri finanziatori		24	24	24		19	19	19
	355	**1.087**	**1.442**	**133**	**111**	**1.056**	**1.167**	**117**
Acconti:								
Terzi:								
- per altri rapporti	7		7		34		34	
Imprese controllate:								
- per altri rapporti	4		4		3		3	
	11		**11**		**37**		**37**	
Debiti commerciali:								
Fornitori	217		217		257	45	302	
Imprese controllate	278		278		114		114	
Imprese collegate					3		3	
	495		**495**		**374**	**45**	**419**	
Debiti tributari	**194**		**194**		**289**		**289**	
Debiti diversi:								
Imprese controllate	232		232		228	1	229	
Imprese collegate	18		18		31		31	
Istituti di previdenza e di sicurezza sociale	20		20		17	2	19	
Altri	27		27		45		45	
	297		**297**		**321**	**3**	**324**	

Debiti finanziari a breve termine

In data 16 dicembre 1999 è stata accesa una linea di credito revolving di 568 milioni di euro, con scadenza 22 dicembre 2004, che prevede il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio di esercizio (gli indici sono stati rispettati). Al 31 dicembre 1999 la linea di credito non è stata utilizzata.

Debiti finanziari a lungo termine

I debiti finanziari a lungo termine al 31 dicembre 1998 e 1999, comprese le quote a breve, sono indicati di seguito con le relative scadenze:

(milioni di €)

	Scadenza del debito	Valore al 31 dicembre		Scad.						
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Oltre	Totale
Verso imprese controllate	**2005**	465	413	21	21	253	21	20	77	392
Verso banche:										
- mutui ordinari	**2002**	286	106	59	35	12				47
- mutui a tasso agevolato	**2006**	6	4	1	1	1	1			3
- mutui a tasso di cambio agevolato	**2007**	132	104	25	23	15	11	9	21	79
		889	**627**	**106**	**80**	**281**	**33**	**29**	**98**	**521**
Obbligazioni:										
- ordinarie	**2003**	527	521	5			516			516
Altri finanziatori		24	19						19	19
		1.440	**1.167**	**111**	**80**	**281**	**549**	**29**	**117**	**1.056**

I *debiti finanziari verso imprese controllate* di 413 milioni di euro sono costituiti da debiti verso Enifin SpA.

I *debiti finanziari verso banche* ammontano a 214 milioni di euro, con una diminuzione di 210 milioni di euro per effetto dei rimborsi. I mutui ordinari di 106 milioni di euro sono stati accesi con la BEI a fronte di progetti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e di ricerca ad alto contenuto tecnologico; mutui per 96 milioni di euro prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sui bilanci di esercizio e consolidato dell'Eni (gli indici sono stati rispettati). I mutui a tasso di cambio agevolato riguardano i finanziamenti concessi dalla BEI per i quali il rischio di cambio è assunto o dallo Stato italiano, ai sensi della legge n. 876/73, o dalle imprese partecipate che sono state finanziate dall'Eni SpA alle medesime condizioni. Nella voce sono compresi i finanziamenti concessi dalla BEI a valere sulla legge n. 41 del 28 febbraio 1986 per 8 milioni di euro che usufruiscono dell'intervento dello Stato che rimborsa l'Eni SpA delle somme corrisposte alla BEI per la sorte capitale e interessi. Le quote capitali scadute e gli interessi maturati sono iscritti tra i crediti verso il Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica con contropartita alla voce specifica del patrimonio netto per la quota capitale e alla voce "Altri proventi finanziari" del conto economico per la quota interessi.

Le *obbligazioni* di 521 milioni di euro, che diminuiscono di 6 milioni di euro per i rimborsi, riguardano in particolare il prestito obbligazionario "1993-2003 a tasso variabile" di 1.000 miliardi di lire (516 milioni di euro). Gli interessi hanno scadenza trimestrale; la quota capitale è rimborsabile in unica soluzione il 1° dicembre 2003. All'atto del rimborso sarà riconosciuta agli obbligazionisti una maggiorazione di 75 lire per ogni obbligazione di 1.000 lire. L'Eni SpA potrà esercitare la facoltà di rimborso anticipato al 1° dicembre 2000, con una maggiorazione di 60 lire; al 1° dicembre 2001, con una maggiorazione di 65 lire; al 1° dicembre 2002, con una maggiorazione di 70 lire. Per questo prestito obbligazionario, come indicato alla nota n. 15, è utilizzato uno strumento derivato del valore nominale di 400 miliardi di lire (207 milioni di euro) che trasforma il tasso di interesse variabile delle obbligazioni nel tasso di interesse variabile cui fa riferimento la gran parte della provvista dell'Eni SpA.

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a lungo termine in essere al 31 dicembre 1999 è del 3,11% (3,94% al 31 dicembre 1998).

Acconti
Gli acconti di 37 milioni di euro riguardano essenzialmente gli anticipi ricevuti da contitolari di permessi e concessioni a fronte di contratti in joint venture dove l'Eni SpA è operatore.

Debiti commerciali
I *debiti verso imprese controllate* di 114 milioni di euro diminuiscono di 164 milioni di euro a seguito del conferimento all'AgipPetroli SpA del ramo di azienda commercializzazione greggi e condensati d'acquisto (l'attività di acquisto veniva svolta con la controllata Agip Trading BV).

Debiti tributari
I debiti tributari di 289 milioni di euro si analizzano come segue:

	(milioni di €)
Royalties su idrocarburi estratti	127
Debiti per Irpeg	99
Iva	40
Debiti per Irap	13
Ritenute Irpef su lavoro dipendente	6
Imposta sostitutiva sulla maggiorazione di conguaglio D.Lgs. n. 467/97	4
	289

Debiti diversi
I *debiti verso imprese controllate* di 229 milioni di euro riguardano essenzialmente l'anticipo Iva versato all'Eni SpA dalle società comprese nell'Iva di Gruppo in relazione al disposto dell'art. 6 della legge n. 405/1990 (190 milioni di euro).

I *debiti verso imprese collegate* di 31 milioni di euro sono costituiti essenzialmente da debiti verso la Serfactoring SpA.

13) Ratei e risconti passivi

		(milioni di €)
	Valore al 31.12.1998	**Valore al 31.12.1999**
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	25	9
Maggiorazione prestito obbligazionario 1993/2003	20	24
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	2	2
	47	**35**

I ratei e i risconti passivi a breve ammontano a 11 milioni di euro (27 milioni di euro al 31 dicembre 1998); i ratei passivi a lungo ammontano a 24 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

14) Garanzie

(milioni di €)

	Valore nominale al 31.12.1998	Valore nominale al 31.12.1999
Fidejussioni prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	1.317	1.235
- di imprese collegate	22	
- di altri	1	1
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:		
- di imprese controllate	302	3.694
- proprio per crediti ceduti	327	371
- proprio per crediti acquistati	87	87
- di altri	3	3
	2.059	**5.391**

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate* di 1.235 milioni di euro riguardano:

- per 708 milioni di euro, le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Esplorazione e Produzione a eseguire investimenti per un livello minimo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 1999 ammonta a 355 milioni di euro;
- per 283 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore della BEI a fronte di finanziamenti erogati. L'impegno effettivo al 31 dicembre 1999 ammonta a 132 milioni di euro;
- per 240 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore di istituti di credito per finanziamenti a medio e lungo termine e per scoperti di conto corrente a fronte delle quali è stata ricevuta manleva da parte di imprese controllate per 6 milioni di euro. L'impegno effettivo al 31 dicembre 1999 ammonta a 193 milioni di euro;
- per 4 milioni di euro, le fidejussioni concesse a favore del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato per anticipazioni.

Le *fidejussioni prestate nell'interesse di altri* di 1 milione di euro riguardano la garanzia concessa a favore del San Paolo Imi SpA per finanziamenti a lungo termine nell'interesse della Nuovo Pignone SpA.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate* di 3.694 milioni di euro riguardano:

- per 2.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA, dall'Eni International Bank Ltd e dall'Enifin SpA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes" (fino a un massimo di 2.000 milioni di euro). Al 31 dicembre 1999 l'impegno effettivo è nullo perché i titoli non sono stati ancora emessi;
- per 1.000 milioni di euro la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA e dall'Eni International Bank Ltd a fronte del programma di emissione di "Euro Commercial Paper" (fino a un massimo di 1.000 milioni di euro). Al 31 dicembre 1999 l'impegno effettivo, relativo ai titoli emessi dall'Eni Coordination Center SA, è di 199 milioni di euro;
- per 348 milioni di euro, le garanzie concesse a favore di terzi per la cessione da parte dell'Enirisorse SpA (in liquidazione) della PortoVesme Srl;
- per 337 milioni di euro le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato per il rimborso Iva;
- per 9 milioni di euro la responsabilità in solido dell'Eni SpA con le imprese controllate, prevista dall'art. 4 n. 30 della legge 28 novembre 1996 n. 608, per le somme dovute agli Enti previdenziali.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio per crediti ceduti* di 371 milioni di euro riguardano la responsabilità dell'Eni SpA verso la Snam SpA per la cessione di crediti Irpeg.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio per crediti acquistati* di 87 milioni di euro riguardano la responsabilità in solido dell'Eni SpA, in base alla legge n. 549/95, nei confronti dell'Amministrazione finanziaria dello Stato derivante dall'acquisto dall'EniChem SpA e dalla Combustibili Nucleari del credito Irpeg e Ilor 1996, e dalla Snamprogetti SpA e Enirisorse SpA del credito Irpeg 1997. I cedenti si sono impegnati a tenere indenne l'Eni SpA da qualsiasi atto dell'Amministrazione finanziaria dello Stato.

Le *altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri* di 3 milioni di euro riguardano essenzialmente le garanzie concesse all'Amministrazione finanziaria dello Stato per il rimborso Iva nell'interesse di Montefibre SpA e Lorica Sud Srl. Per quest'ultima l'EniChem SpA ha rilasciato manleva.

15) Altri conti d'ordine

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1998	**Valore al 31.12.1999**
Impegni:		
Locazioni finanziarie	164	196
Contratti derivati di copertura:		
- su interessi	361	207
- di acquisto valuta	2	
- di vendita valuta	2	
Acquisto beni di investimento	5	
Altri	220	283
Rischi:		
Altri		14
	754	**700**

Gli *impegni per locazioni finanziarie* di 196 milioni di euro riguardano il valore dei canoni da pagare e i valori di riscatto dei beni in leasing; in particolare:

- 139 milioni di euro relativi al contratto stipulato con la Serleasing SpA nel 1996 per la locazione finanziaria di due palazzi uffici in San Donato Milanese. La Serleasing SpA è stata manlevata per qualsiasi onere le dovesse derivare dal contratto di acquisto. Il pagamento dei canoni è iniziato dal momento della consegna dell'immobile avvenuta il 20 luglio 1999;
- 28 milioni di euro relativi al contratto stipulato con la Serleasing SpA nel maggio 1999 per la locazione finanziaria di un palazzo uffici a Gela, in corso di costruzione. La Serleasing SpA è stata manlevata da qualsiasi responsabilità le dovesse derivare dai contratti di compravendita e/o di appalto. Il pagamento dei canoni decorrerà dal momento della consegna dell'immobile prevista per il 2001;
- 21 milioni di euro relativi al contratto stipulato con la Serleasing SpA nel 1998 per la locazione finanziaria di un sistema informativo integrato per l'amministrazione del personale. Il pagamento dei canoni decorrerà dall'esercizio 2000, al termine delle operazioni di collaudo del sistema.

Gli *impegni per contratti derivati di copertura* di 207 milioni di euro riguardano strumenti finanziari derivati posti in essere prevalentemente per ridurre l'esposizione ai rischi sui tassi di interesse. L'Eni SpA non detiene strumenti finanziari destinati alla negoziazione.

I valori nominali dei contratti derivati, riepilogati successivamente, non rappresentano gli ammontari scambiati tra le parti e non costituiscono una misura dell'esposizione al rischio di credito che è limitata al valore di mercato positivo dei contratti a fine esercizio. Sebbene vi sia un rischio di credito nell'eventualità di inadempienza delle controparti dei contratti derivati, non si prevede che possano verificarsi inadempienze in virtù della loro solida situazione finanziaria.

Gestione del rischio dei tassi di interesse

(milioni di €)

	Valore nominale al 31.12.1998	**Valore nominale al 31.12.1999**
Interest rate swaps	361	207

Gli interest rate swaps sono stipulati per modificare le esposizioni dei tassi di interesse. Relativamente a questi contratti è stato concordato di scambiare con le controparti, a scadenze determinate, la differenza tra tasso fisso e variabile, o tra due tassi variabili, calcolata su un valore nominale di riferimento.

La successiva tabella riporta in sintesi i dati rilevanti riferiti agli interest rate swaps in essere a fine esercizio. 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.

	31.12.1998	31.12.1999
Acquistare tasso variabile/Vendere tasso fisso:		
- valore nominale (milioni di euro)	155	
- tasso medio acquistato	4,80	
- tasso medio venduto	6,43	
- scadenza media ponderata (anni)	0,01	
Acquistare tasso variabile/Vendere tasso variabile:		
- valore nominale (milioni di euro)	207	207
- tasso medio acquistato	4,32	4,14
- tasso medio venduto	4,01	3,75
- scadenza media ponderata (anni)	2,97	2,97

Gli *altri impegni* di 283 milioni di euro riguardano:

- l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto dall'Eni SpA nell'area della Val D'Agri. Il protocollo, che prevede diversi interventi congiunti in gran parte già regolamentati da accordi attuativi, comporta l'assunzione di un impegno massimo, anche per conto del partner Enterprise SpA, quantificabile in 227 milioni di euro (144 milioni di euro in quota Eni SpA, di cui 109 come impegno economico e 35 come anticipazione finanziaria sulle royalties dovute sulla futura produzione);
- la manleva rilasciata a favore dell'EniChem SpA per gli impegni di 33 milioni di euro assunti dalla stessa verso la società acquirente dei rami di azienda "Fertilizzanti" e "Terni Industrie Chimiche" dell'Agricoltura SpA (in liquidazione) per tutte le obbligazioni nascenti dai contratti di cessione. L'impegno effettivo al 31 dicembre 1999 ammonta a 29 milioni di euro;
- l'impegno di 23 milioni di euro assunto con la Regione Sicilia per contribuire alla costruzione di un nuovo porto a Gela. L'impegno riguarda per 15 milioni di euro il contributo dell'Eni SpA alla costruzione del nuovo porto e per 8 milioni di euro l'anticipazione finanziaria chiesta dalla Regione Sicilia a valere sulle royalties dovute sulla futura produzione.

Impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale

Non sono iscritti nello stato patrimoniale i seguenti impegni:

- le garanzie rilasciate alla TAV - Treno Alta Velocità SpA ai sensi dell'art. 10.4 della convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la TAV stessa, l'Eni SpA e i Consorzi Cepav Uno e Cepav Due - con la quale "l'Eni garantisce a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella presente convenzione e nell'Atto Integrativo ed in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione" - perché non oggettivamente quantificabili. I partecipanti ai consorzi si sono impegnati a rilasciare all'Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate dall'Eni, garanzia bancaria a prima domanda in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate. In forza dell'art. 2 della legge 78/1994, integrato con quanto previsto dalla legge 457/94, il Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica è altresì autorizzato a garantire l'IRI SpA e l'Eni SpA per le fidejussioni rilasciate o da rilasciare a favore della TAV per il puntuale e corretto adempimento da parte dei consorzi, dei quali facciano parte anche aziende controllate dall'IRI e dall'Eni, affidatari degli interventi relativi al sistema "Alta Velocità, di tutte le obbligazioni a loro carico secondo le previsioni delle relative convenzioni e atti integrativi. L'Atto Integrativo delle convenzioni non è stato ancora firmato;
- la garanzia rilasciata nel 1994 a favore della SACE nell'interesse della Snam SpA per il perfezionamento degli accordi con la società G.V.P. Gazexport per l'importazione di gas naturale perché l'impegno non è quantificabile. L'impegno verso la SACE è controgarantito da lettera di manleva della Snam SpA;

- le garanzie contrattuali, perché non quantificabili, rilasciate a favore degli acquirenti delle partecipazioni:
  . nella Nuovo Pignone SpA, a fronte di eventuali sopravvenienze passive intervenute successivamente alla vendita;
  . nella Parmec SpA in liquidazione (acquistata dall'Enirisorse SpA in liquidazione), a fronte dell'eventuale differenza tra il prezzo di vendita e il minor valore del patrimonio netto risultante dal bilancio finale di liquidazione;
  . nell'Agricoltura SpA in liquidazione (acquistata dall'EniChem SpA), a fronte delle somme che si rendessero necessarie per garantire la chiusura della liquidazione;
- le garanzie contrattuali per problematiche ambientali, perché non quantificabili, concesse a favore di terzi per la cessione da parte dell'Enirisorse SpA (in liquidazione) degli impianti di Marcianise e Paderno Dugnano;
- l'impegno assunto dall'Eni SpA di non vendere, costituire diritti, né altrimenti disporre della propria partecipazione diretta o indiretta in Albacom SpA fino al 31 marzo 2000 perché non quantificabile;
- le Parent Company Guarantee rilasciate nell'interesse di imprese controllate aggiudicatarie di appalti perché non è quantificabile l'impegno dell'Eni SpA in caso di inadempienza dell'obbligazione contrattuale consistente nell'obbligo di fare. A fronte delle stesse, l'Eni SpA ha ricevuto manleve dalle imprese che la tengono indenne da ogni responsabilità che possa derivare dalle loro prestazioni;
- l'impegno, perché non quantificabile, a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata dall'Eni SpA attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, al netto dei ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico dell'Eni SpA e saranno stimati da una commissione cui partecipano rappresentanti dell'Agenzia per la Gestione per lo Sviluppo del Mezzogiorno.

Contenziosi

Con quattro avvisi di accertamento notificati relativamente agli esercizi 1989, 1990, 1991 e 1992 l'Amministrazione finanziaria dello Stato ha contestato all'incorporata Agip SpA un maggiore imponibile ai fini delle imposte sul reddito di circa 176 milioni di euro, rettificando in diminuzione e in aumento i prezzi di alcune partite di petrolio, rispettivamente acquistate e vendute nell'ambito del Gruppo. Per l'esercizio 1991 è stata altresì contestata ai soli fini Ilor la deducibilità del prezzo di 246 milioni di euro corrisposto all'Eni per l'acquisto di un diritto di usufrutto su titoli azionari.

Queste contestazioni sono state tutte giudicate infondate e conseguentemente annullate dalla Commissione Tributaria Provinciale di Milano con quattro sentenze, rispettivamente del 18 febbraio 1997, 18 marzo 1998, 31 marzo 1999 e 11 febbraio 2000. L'appello dell'Amministrazione finanziaria avverso la prima è stato respinto dalla Commissione Tributaria Regionale di Milano con sentenza dell'8 febbraio 2000. L'appello avverso la seconda attende di essere discusso davanti alla stessa Commissione Regionale. Per la terza e la quarta sentenza pendono i termini di impugnazione da parte dell'Amministrazione finanziaria.

Nel dicembre 1999 un comune della regione Abruzzo ha contestato alla Società l'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili su alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico prospiciente il territorio comunale. Non si ritiene che da tale contestazione possano derivare oneri per la Società.

Regolamentazione ambientale

Le normative in materia ambientale hanno un impatto notevole sulle attività della Società. Rischi di costi e responsabilità sono insiti in alcune delle attività e in alcuni prodotti della Società, così come accade alle altre imprese impegnate nello stesso settore. Non può essere escluso con certezza che la Società possa incorrere in costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti. Sebbene la Società attualmente non ritenga di subire effetti negativi particolarmente rilevanti a seguito dell'adeguamento alla normativa ambientale - anche tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate a copertura dei rischi ambientali - non vi può essere la certezza che ciò si verifichi, perché 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 possibili effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iii) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (iv) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti; (v) i possibili indennizzi assicurativi.

16) Valore della produzione

Il valore della produzione di 2.870 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di €)

	1998	1999
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	4.621	2.688
Variazioni delle rimanenze di prodotti finiti	(31)	(20)
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	(3)	1
Incremento di immobilizzazioni per lavori interni	130	114
Altri ricavi e proventi	79	87
	4.796	**2.870**

I *ricavi delle vendite e delle prestazioni* di 2.688 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di €)

	1998	1999	Variazione
Gas naturale	1.440	1.441	1
Greggi e condensati	347	483	136
	1.787	**1.924**	**137**
Compensi per servizi di stoccaggio e modulazione	427	429	2
Prestazioni di servizi e vendite di altri prodotti petroliferi e materiali diversi	285	335	50
	2.499	**2.688**	**189**
Commercializzazione di greggi e condensati d'acquisto (1)	2.122		(2.122)
	4.621	**2.688**	**(1.933)**

(1) L'attività di commercializzazione di greggi e condensati d'acquisto è stata conferita all'AgipPetroli SpA con decorrenza 1° gennaio 1999.

Le prestazioni di servizi riguardano essenzialmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte nell'interesse di imprese controllate (178 milioni di euro) e le prestazioni fatturate ai partner per attività in joint venture (89 milioni di euro).

La ripartizione dei ricavi delle vendite e delle prestazioni per area geografica di destinazione è la seguente:

(milioni di €)

	1998	1999
Italia	3.035	2.519
Resto dell'Unione Europea	351	7
Resto dell'Europa	384	16
Africa	117	115
Americhe	495	5
Asia	239	26
	4.621	**2.688**

La *variazione in diminuzione delle rimanenze di prodotti finiti* di 20 milioni di euro è connessa essenzialmente al decremento delle quantità di gas naturale nei campi di stoccaggio.

Gli *incrementi di immobilizzazioni per lavori interni* di 114 milioni di euro riguardano i costi relativi agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali. L'analisi per natura è la seguente:

(milioni di €)

	Costi per prestazioni e altri costi	Lavoro	Ammortamenti	Oneri finanziari	Totale
Immobilizzazioni immateriali:					
Costi di ricerca e sviluppo	18	24	2		44
Diritti di brevetto e opere dell'ingegno		1			1
Immobilizzazioni in corso	1	2			3
	19	**27**	**2**		**48**
Immobilizzazioni materiali:					
Impianti e macchinario	18	8	1		27
Immobilizzazioni in corso	18	14	1	6	39
	36	**22**	**2**	**6**	**66**
	55	**49**	**4**	**6**	**114**

Gli *altri ricavi e proventi* di 87 milioni di euro riguardano essenzialmente:

- proventi relativi ai rapporti con il personale (26 milioni di euro) costituiti essenzialmente dal rimborso dei costi relativi al personale a ruolo comandato presso imprese partecipate e presso terzi, nonché dagli emolumenti per cariche sociali ricoperte dai dipendenti;
- addebiti effettuati alle società controllate per costi sostenuti nel loro interesse (20 milioni di euro);
- contributi in conto capitale resisi disponibili per effetto dell'ammortamento dei beni cui si riferiscono (12 milioni di euro);
- rimborsi assicurativi (7 milioni di euro);
- ricavi per addebiti per progetti di ricerca alle società controllate che hanno aderito alla Convenzione per il finanziamento della ricerca scientifica (5 milioni di euro);
- plusvalenze da alienazione di immobilizzazioni materiali (3 milioni di euro).

17) Costi della produzione

I *costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci* di 109 milioni di euro riguardano costi sostenuti per:

(milioni di €)

	1998	1999
Acquisti di petrolio (1)	2.090	
Acquisti di materiali	188	242
Acquisti di altri prodotti petroliferi	26	23
Acquisti di gas naturale	14	20
Acquisti per investimenti	(107)	(176)
	2.211	**109**

(1) L'attività di commercializzazione di greggi e condensati d'acquisto è stata conferita all'AgipPetroli SpA con decorrenza 1° gennaio 1999.

I *costi per servizi* di 439 milioni di euro riguardano:

(milioni di €)

	1998	1999
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	434	339
Prestazioni professionali	75	94
Manutenzioni	50	53
Progettazione e direzione lavori	32	42
Viaggi, missioni e altri	34	28
Ricerca scientifica e tecnologica Corporate	33	17
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	18	17
Prestazioni di personale ricevuto in comando	11	13
Postali, telefoniche e ponti radio	13	12
Assicurazioni	15	10
Servizi bancari	12	9
Trasporti e movimentazioni	11	9
Altri	77	97
	815	**740**
Servizi per investimenti	(381)	(301)
	434	**439**

Le prestazioni professionali di 94 milioni di euro aumentano di 19 milioni di euro per effetto essenzialmente dei maggiori costi per attività informatica, parte dei quali addebitati a imprese controllate perché di loro interesse.

I costi della ricerca scientifica e tecnologica Corporate di 17 milioni di euro (di cui 5 addebitati alle società controllate) sono connessi ai progetti di ricerca svolti dalle imprese partecipate con il concorso dell'Eni SpA. I costi della ricerca scientifica e tecnologica della Divisione Agip (38 milioni di euro) sono rilevati "per natura" nelle voci del conto economico interessate.

I *costi per godimento di beni di terzi* di 212 milioni di euro riguardano:

(milioni di €)

	1998	1999
Noleggi e locazioni	111	107
Royalties su prodotti estratti	90	97
Canoni di leasing	5	10
Canoni e licenze d'uso	6	5
Altri	1	1
	213	**220**
Costi per godimento di beni terzi per investimenti	(12)	(8)
	201	**212**

I *costi per il personale* di 305 milioni di euro riguardano:

(milioni di €)

	1998	1999
Salari e stipendi	230	214
Oneri sociali	69	74
Trattamento di fine rapporto	16	16
Altri costi		1
	315	**305**

Gli *ammortamenti e le svalutazioni* di 753 milioni di euro riguardano:

- gli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali di 169 milioni di euro, di cui 1 milione di euro eccedente le aliquote economico-tecniche;
- gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali di 581 milioni di euro, come segue:

		(milioni di €)
	1998	1999
Ammortamenti economico-tecnici	458	341
Ammortamenti eccedenti	323	240
Ammortamenti anticipati	92	
	873	**581**

Gli ammortamenti eccedenti sono calcolati a integrazione dell'ammortamento economico-tecnico utilizzando le aliquote massime ordinarie previste dal D.M. 29 ottobre 1974 e successive integrazioni per i beni entrati in esercizio fino al 1988 e dal D.M. del 31 dicembre 1988 per i beni entrati in esercizio dal 1989. Nell'esercizio non sono stati imputati a conto economico ammortamenti anticipati per 91 milioni di euro perché a partire dall'esercizio 1999 sono accantonati a una riserva di patrimonio netto "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" in sede di attribuzione dell'utile di esercizio da parte dell'Assemblea degli azionisti (v. punto "Modifica dei criteri contabili");

- la svalutazione dei crediti compresi nell'attivo circolante di 3 milioni di euro connesso all'accantonamento al fondo svalutazione crediti verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato (v. nota 5).

La *variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo* di 12 milioni di euro riguarda essenzialmente la svalutazione di materiali a scorta.

Gli *altri accantonamenti* di 79 milioni di euro riguardano l'accantonamento al fondo smantellamento e ripristino siti.

Gli *oneri diversi di gestione* di 51 milioni di euro riguardano essenzialmente gli oneri connessi al provvedimento del Ministero dell'ambiente del 3 dicembre 1999 relativo all'area dell'Alto Adriatico che, vietando la coltivazione di idrocarburi entro le 12 miglia nautiche dalla linea di costa, ha reso parte degli investimenti effettuati non più utilizzabili (21 milioni di euro), nonché le radiazioni di impianti incidentati (13 milioni di euro).

18) Proventi e oneri finanziari

Proventi da partecipazioni

(milioni di €)

	1998		1999		
	Div.	Cred. Imp.	Div.	Cred. Imp.	Prov.
Snam SpA	698	410	1.108	651	
Agip International BV	172		257		
Eni International Holding BV	111		226		
AgipPetroli SpA	147	86	103	61	
Snamprogetti SpA	33	19	40	24	
Sofid SpA	4	3	31	18	
Norsea Pipeline Ltd	3	1	7		
Saipem SpA	4	3	5	3	
Padana Assicurazioni SpA	2	1	3	1	
Società Petrolifera Italiana SpA	3	1	2	1	
Somicem SpA	1	1			
Agip Production BV	308				
Italiana Petroli SpA	34	19			
EniData SpA	1	1			
Agip (NAME) Ltd					4
Altre			2		
Utilizzo per Irpeg di competenza		(534)		(759)	
	1.521	**11**	**1.784**	**0**	**4**

Altri proventi finanziari

(milioni di €)

	1998	1999
Proventi da rimborso crediti di imposta		95
Interessi da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono immobilizzazioni	33	25
Interessi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	26	18
Proventi diversi dai precedenti:		
- differenze attive di cambio	71	47
- interessi su crediti di imposta	50	23
- interessi su crediti iscritti nell'attivo circolante	18	20
- interessi su depositi e c/c	14	13
- commissioni per servizi finanziari	3	3
- altri	3	2
	218	**246**

I proventi da rimborso crediti di imposta di 95 milioni di euro derivano dalla differenza tra i crediti di imposta iscritti nel bilancio dell'esercizio 1998 (835 milioni di euro) e il valore nominale dei CCT 1995/2003 e 1997/2007 (rispettivamente 506 e 230 milioni di euro) maggiorati delle cedole maturate sino al 31 dicembre 1998 (194 milioni di euro), assegnati per il rimborso dei crediti Irpeg risultanti dalle dichiarazioni dei redditi degli esercizi 1988, 1989 e 1990. La differenza, non determinabile se non al momento dell'effettiva assegnazione dei titoli, trae origine dal diverso tasso di interesse dei CCT assegnati rispetto a quello utilizzato - in applicazione dell'art. 44 del D.P.R. 29 settembre 1973, n. 602 e successive modificazioni - nello stanziamento degli interessi sui crediti di imposta nei bilanci degli esercizi precedenti, pari a circa un punto percentuale (44 milioni di euro), e dalle cedole maturate (51 milioni di euro) sugli interessi compresi nel valore nominale dei CCT (complessivamente 194 milioni di euro).

Gli interessi da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono immobilizzazioni di 25 milioni di euro diminuiscono di 8 milioni di euro per effetto essenzialmente del minore tasso di interesse riconosciuto sui CCT 1995/2003 e 1997/2007 (3,3%) rispetto ai precedenti CCT 1994/1999 (9,5%).

Le differenze attive di cambio di 47 milioni di euro sono state realizzate essenzialmente sulle disponibilità temporanee (436 milioni di dollari USA) finalizzate all'acquisto dall'Eni International Holding BV della partecipazione posseduta nell'Agip International BV, pari al 35,15% del capitale.

Gli interessi su crediti di imposta di 23 milioni di euro diminuiscono di 27 milioni di euro per effetto essenzialmente dei rimborsi ricevuti nel 1999.

Gli interessi su crediti iscritti nell'attivo circolante di 20 milioni di euro e su depositi e conti correnti di 13 milioni di euro riguardano essenzialmente i rapporti di credito con l'Enifin SpA.

Interessi e altri oneri finanziari

(milioni di €)

	1998	1999
Accantonamenti al fondo copertura perdite e perdite su partecipazioni	306	141
Interessi e altri oneri su debiti obbligazionari	34	25
Interessi e altri oneri verso banche	42	19
Interessi e altri oneri verso imprese finanziarie controllate	43	19
Differenze passive di cambio	69	6
Altri interessi e oneri finanziari	2	2
	496	**212**

Gli accantonamenti al fondo copertura perdite e le perdite su partecipazioni di 141 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di €)

	1998	1999
Enirisorse SpA (in liquidazione)	302	141
Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione)	1	
Altre	3	
	306	**141**

Gli interessi e altri oneri su debiti obbligazionari di 25 milioni di euro diminuiscono di 9 milioni di euro per effetto essenzialmente della riduzione dei tassi di interesse.

Gli interessi e altri oneri verso banche di 19 milioni di euro e verso imprese finanziarie controllate di 19 milioni di euro diminuiscono, rispettivamente, di 23 e 24 milioni di euro per effetto della riduzione dell'indebitamento e dei tassi di interesse.

Gli interessi passivi comprendono oneri su finanziamenti di scopo imputati alle immobilizzazioni materiali per 6 milioni di euro.

19) Rettifiche di valore di attività finanziarie

Le *svalutazioni delle partecipazioni* di 773 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di €)

	1998	1999
EniChem SpA		469
Agip Exploration BV	420	294
Eurosolare SpA	2	5
EniComunicazione SpA	3	4
Enirisorse SpA (in liquidazione)	103	
Altre	1	1
	529	**773**

20) Proventi e oneri straordinari

I *proventi straordinari* ammontano a 415 milioni di euro. L'applicazione del nuovo principio contabile delle imposte sul reddito ha comportato l'iscrizione di un provento straordinario per imposte anticipate nette relative a esercizi precedenti di 414 milioni di euro (v. punto "Modifica dei criteri contabili").

Gli *oneri straordinari* di 13 milioni di euro riguardano in particolare gli incentivi all'esodo di personale dipendente.

21) Imposte sul reddito dell'esercizio

(milioni di €)

	1998	1999	Variazione
Imposte correnti:			
- Irpeg (1)	534	876	342
- Irap	37	50	13
Imposte differite attive nette		(30)	(30)
	571	**896**	**325**

(1) Compensata dall'utilizzo di crediti di imposta su dividendi (534 e 759 milioni di euro, rispettivamente negli esercizi 1998 e 1999).

L'incidenza delle imposte sul reddito sul risultato prima delle imposte e del nuovo principio contabile maggiorato dei crediti di imposta su dividendi e ridotto delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie (2.706 milioni di euro) è pari a circa il 33%.

L'aliquota teorica, determinata sulla base della configurazione del conto economico della Società ai fini Irpeg e Irap, è pari a circa il 38%; la differenza tra l'aliquota teorica e quella effettiva è dovuta essenzialmente a dividendi rivenienti da società estere residenti nella UE soggetti a tassazione limitatamente al 5% del loro ammontare a norma dell'art. 96 bis del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

Le imposte differite nette attive di 30 milioni di euro riguardano essenzialmente le imposte anticipate sull'accantonamento al fondo copertura perdite di imprese partecipate (52 milioni di euro) e sull'accantonamento al fondo smantellamento e ripristino siti (29 milioni di euro), parzialmente assorbite dalle imposte differite sugli ammortamenti anticipati non iscritti a conto economico (38 milioni di euro) e dal "rigiro" di imposte anticipate nette stanziate al 1° gennaio 1999 (17 milioni di euro).

22) Informazioni per settori di attività e per area geografica

Le informazioni per settori di attività e per area geografica di localizzazione non sono fornite perché l'attività svolta dell'Eni SpA riguarda essenzialmente la ricerca, la produzione e la commercializzazione di idrocarburi che viene esercitata quasi esclusivamente in Italia e a favore, essenzialmente, di imprese controllate.

23) Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, la Società utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Questi strumenti riguardano sia passività iscritte sia contratti relativi essenzialmente a rischi fuori bilancio.

Il valore di mercato dei debiti finanziari esigibili oltre l'esercizio successivo, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri. L'attualizzazione dei flussi di cassa futuri è effettuata applicando i tassi di interesse che l'Eni SpA avrebbe potuto ottenere su posizioni analoghe.

(milioni di €)

	31.12.1999	
	Valore contabile	Valore di mercato
Debiti finanziari esigibili oltre l'esercizio successivo e relative quote a breve	114	118

Il valore di mercato dei crediti e debiti a breve è stimato equivalente al relativo valore contabile. Per i crediti di imposta, il tasso di interesse riconosciuto ai sensi dell'art. 44 del D.P.R. 29 settembre 1973 n. 602 è modificato dal Ministro delle finanze di concerto con Ministro del tesoro (per l'esercizio 1999 pari al 5%) e risulta nel tempo tendenzialmente in linea con quello medio di mercato.

Il valore di mercato dei contratti derivati riflette l'ammontare stimato da pagare o ricevere per porre termine al contratto alla data di chiusura dell'esercizio includendo, quindi, gli utili o le perdite non realizzati relativi ai contratti ancora aperti. Per stimare il valore di mercato dei contratti derivati sono stati utilizzati adeguati modelli di pricing. Il valore contabile posto a confronto con il valore di mercato rappresenta l'ammontare dei differenziali dei tassi di interesse e dei tassi di cambio maturati ma non ancora liquidati alla chiusura dell'esercizio nonché, per i contratti derivati di copertura dal rischio di cambio di attività e passività iscritte, l'adeguamento al cambio di fine esercizio e, per i contratti derivati di copertura dal rischio di prezzo, l'utile o la perdita imputato a conto economico coerentemente alla valutazione dell'attività coperta. Il valore contabile e il valore di mercato non sono pertanto comparabili.

(milioni di €)

	Valore di mercato al 31.12.1998	Valore di mercato al 31.12.1999
Contratti derivati su interesse:		
- passività	9	1

24) Numero dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti in servizio, calcolato come semisomma del numero dei dipendenti per categoria contrattuale alla fine degli esercizi 1998 e 1999, è il seguente:

	1998	1999
Dirigenti	275	272
Quadri	1.212	1.248
Impiegati	2.975	2.856
Operai	989	920
	5.451	**5.296**

25) Ammontare dei compensi agli amministratori, ai sindaci e al Direttore Generale

I compensi corrisposti dalla Società e dalle sue controllate agli amministratori, ai sindaci e al direttore generale, ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, sono riportati nominativamente nella tabella seguente; sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 1999 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

I compensi indicati sono individuati con riferimento a quelli soggetti a imposte sul reddito delle persone fisiche.

Per gli amministratori e per il Direttore Generale, dipendenti dell'Eni SpA, gli emolumenti per la carica sono rappresentati dalla retribuzione per prestazioni di lavoro dipendente.

(migliaia di €)

Soggetto	Descrizione carica			
Cognome e nome	Carica ricoperta	Durata della carica (in mesi)	Emolumenti per la carica	Altri compensi (1)
Consiglio di amministrazione:				
Moscato Guglielmo (fino al 4 giugno 1999) (2)	Presidente	5	251	
Ruggero Renato (dal 4 giugno al 29 settembre 1999)	Presidente	4	156	..
Gros-Pietro Gian Maria (dal 30 novembre 1999)	Presidente	1	40 (3)	..
Mincato Vittorio (2)	Amministratore Delegato	12	529	
Cattaneo Mario	Consigliere	12	57	2
Clò Alberto	Consigliere	7	31	3
Colombo Umberto	Consigliere	12	57	2
Costi Renzo	Consigliere	12	57	2
De Paoli Luigi	Consigliere	7	31	2
Draghi Mario	Consigliere	12	57	1
Pastorino Davide	Consigliere	5	26	1
Sapelli Giulio	Consigliere	12	57	2
Uckmar Victor	Consigliere	5	26	6
Collegio sindacale:				
Monorchio Andrea	Presidente	12	70	4
Biscozzi Luigi	Sindaco effettivo	7	26	12 (4)
Duodo Filippo	Sindaco effettivo	12	46	26 (5)
Perotta Riccardo	Sindaco effettivo	7	26	12 (6)
Sanchini Aldo	Sindaco effettivo	5	21	3
Sica Mario	Sindaco effettivo	12	46	37 (7)
Zanda Gianfranco	Sindaco effettivo	5	21	2
Direttore Generale:				
Sgubini Luciano (2)		12	402	

(1) Gettoni di presenza e compensi per altre prestazioni fornite.

(2) Dipendente dell'Eni SpA.

(3) Comprende l'emolumento per la carica di Consigliere dal 6 ottobre al 29 novembre 1999.

(4) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nell'EniChem SpA.

(5) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nella Snamprogetti SpA.

(6) Comprende il compenso per la carica di Sindaco effettivo nell'Enifin SpA.

(7) Comprende il compenso per la carica di Presidente del Collegio sindacale della Snam SpA.

26) Ammontare complessivo dei compensi spettanti agli amministratori e sindaci (art. 2427, n. 16 del codice civile)

I compensi complessivi spettanti agli amministratori ammontano a 1.646 mila euro e 2.616 mila euro, rispettivamente negli esercizi 1999 e 1998; i compensi spettanti ai sindaci ammontano a 283 mila euro e 214 mila euro, rispettivamente negli esercizi 1999 e 1998. Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

27) Azioni gratuite Eni attribuite agli amministratori e al Direttore Generale

Ai sensi della dell'art. 79 della Deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 sono indicate nominativamente nella tabella seguente le azioni gratuite attribuite agli amministratori dipendenti dell'Eni SpA e al Direttore Generale secondo il Piano di incentivazione dei dirigenti approvato dall'Assemblea del 16 giugno 1998; sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto le cariche di amministratore o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Cognome e Nome	Numero azioni gratuite assegnate
Moscato Guglielmo	22.500
Mincato Vittorio	27.600
Sgubini Luciano	17.300

28) Utile per azione

L'utile per azione, che ammonta a 538 e a 266 lire, rispettivamente negli esercizi 1999 e 1998, è determinato dividendo l'utile dell'esercizio per il numero medio delle azioni dell'Eni SpA in circolazione durante l'esercizio. Nell'esercizio 1998 il numero delle azioni in circolazione è stato di 7.999.205.453 dal 1° gennaio al 21 settembre e di 8.000.161.453 dal 22 settembre al 31 dicembre a seguito dell'emissione di n. 956.000 azioni assegnate gratuitamente a dirigenti nell'ambito del Piano di incentivazione. Nel 1999 il numero delle azioni in circolazione è stato di 8.000.161.453 dal 1° gennaio al 18 ottobre 1999 e di 8.002.127.653 dal 19 ottobre 1999 al 31 dicembre a seguito dell'emissione di n. 1.966.200 azioni gratuite nell'ambito del medesimo Piano. Il numero medio delle azioni in circolazione nell'esercizio 1999 è stato di 8.000.560.080.

29) Rapporti con parti correlate

Secondo quanto previsto dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa con le comunicazioni n. 97001574 del 20 febbraio 1997 e n. 98015375 del 27 febbraio 1998, si illustrano di seguito evidenziati gli ammontari più rilevanti dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le imprese controllate (i rapporti con le imprese collegate non sono significativi)[4].

Rapporti commerciali e diversi

(milioni di €)

Denominazione	31.12.1999				1999					
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Costi			Ricavi		
					Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
Agip Algeria Exploration BV			76						5	
Agip Caspian Sea BV			40						2	
Agip Karachaganak BV	2		586						10	1
AgipPetroli SpA	86	178			28	10		505	5	7
Agip Recherches Congo SA	5								22	
EniChem SpA	3	8	115	33		9			2	3
EniData SpA	1	12				24				
Enirisorse SpA (in liquidazione)			457							
Ieoc Production BV	5		2			1			36	2
Immobiliare Metanopoli SpA		6					20			
Intermare Sarda		13				20				
Padana Assicurazioni SpA	17	1				8				7
Pertusola Sud SpA			40							
Fpso Firenze Produção de Petróleo		1					35			
Saipem SpA	1	13			2	39	2		1	1
Serfactoring SpA		28								
Serleasing SpA	2	5		196		3	13		2	
Sieco SpA		7				20				
Snam SpA	404	25	371			3	4	1.417	435	9
Snamprogetti SpA	3	27	4			20			2	1
Snamprogetti Sud SpA		2	98							
Società Petrolifera Italiana SpA	3	5	3		15			1	2	2
Altre	39	12	63		6	69	3	2	98	18
	571	343	1.855	229	51	226	77	1.925	622	51

In particolare l'Eni SpA intrattiene con le proprie controllate rapporti di vendita di petrolio e gas naturale e di acquisto di servizi e materiali relativi all'attività di ricerca e produzione petrolifera, quali la progettazione, la perforazione, la costruzione e montaggio di impianti di estrazione e trattamento idrocarburi, studi e ricerche di laboratorio. L'Eni SpA fornisce inoltre alle proprie controllate prestazioni specialistiche nel campo dell'upstream petrolifero, amministrativo, finanziario e legale.

(4) Le imprese controllate e collegate dall'Eni SpA sono indicate negli elenchi allegati alla situazione contabile consolidata.

L'Eni SpA fornisce alla controllata AgipPetroli SpA la quasi totalità del petrolio e condensati di produzione nazionale (30,2 milioni di barili nel 1999). Le vendite sono effettuate sulla base di un contratto che prevede formule prezzo legate all'andamento dei greggi di riferimento quotati sui mercati internazionali.

La quasi totalità della disponibilità di gas naturale dell'Eni SpA è venduta alla controllata Snam SpA (16,24 miliardi di metri cubi nel 1999) in conformità ai contratti in essere. L'Eni SpA inoltre fornisce alla Snam SpA prestazioni per lo stoccaggio e la modulazione del gas naturale, il cui compenso contrattuale (429 milioni di euro nel 1999) è basato su una formula correlata alla punta massima (volume giornaliero) di gas naturale erogabile alla fine della stagione invernale.

Rapporti finanziari

(milioni di €)

Denominazione	31.12.1999			1999		
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi	Altri
AgipPetroli SpA	1		62			
Eni Coordination Center SA/Eni International Bank Ltd/Enifin SpA			3.000 (1)			7
EniChem SpA			121			
Enifin SpA	1.329	413		19	10	27
Enirisorse SpA (in liquidazione)			38			1
Italgas SpA	17		74		1	
Snam SpA	56		210		5	
Altre	24		18	1	1	
	1.427	**413**	**3.523**	**20**	**17**	**35**

(1) Riguardano le garanzie rilasciate a fronte dei programmi di emissione di "Medium Terms Notes" e di "Euro Commercial Paper" (v. nota 14).

I rapporti finanziari sono intrattenuti essenzialmente con l'Enifin SpA - società posseduta interamente dall'Eni SpA che svolge attività finanziaria per conto delle società del Gruppo - in forza di una convenzione in base alla quale l'Enifin SpA provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità dell'Eni SpA nonché alla copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse mediante la stipula di contratti derivati. Inoltre l'Eni SpA ha concesso finanziamenti a società controllate regolati alle condizioni di mercato corrispondenti a quelle della provvista.

PROPOSTE DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE ALL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI

Signori Azionisti,

Vi invitiamo:

- ad approvare il bilancio di esercizio della Vostra Società al 31 dicembre 1999, che chiude con l'utile di 4.306.784.864.977 lire, pari a 2.224.268.756,41 euro;
- ad accantonare alla "Riserva legale" il 5% dell'utile, pari a 215.339.243.249 lire, ai sensi del disposto dell'art. 2430 del codice civile;
- ad attribuire l'utile residuo di 4.091.445.621.728 lire, come segue:
  . agli azionisti a titolo di dividendo in ragione di 350 lire (pari a 0,181 euro) per le n. 8.002.127.653 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire cadauna rappresentanti il capitale sociale, e così per complessive 2.800.744.678.550 lire, con attribuzione di un credito di imposta ordinario del 58,73%;
  . alla "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" per 175.938.559.264 lire;
  . alla "Riserva per emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile" per 3.722.200.000 lire;
  . alla "Riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93" per 151.281.215 lire pari al 3% dell'accantonamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare;
  . alla "Riserva disponibile" la restante parte di 1.110.888.902.699 lire;
- a mettere in pagamento il dividendo a partire dal 22 giugno 2000, con "stacco" fissato per il 19 giugno 2000.

per il Consiglio di amministrazione

Il Presidente
Gian Maria Gros-Pietro

12 aprile 2000

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE

ARTHUR ANDERSEN

Relazione della società di revisione sul bilancio d'esercizio ai sensi dell'art. 156 del D. Lgs. 24/2/1998, n. 58

Arthur Andersen SpA
Via Campania 47
00187 Roma

Agli Azionisti
dell'Eni S.p.A.:

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio dell'Eni S.p.A. chiuso al 31 dicembre 1999. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori della Società. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.

2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio d'esercizio sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

   Il nostro giudizio espresso in questa relazione è basato anche sulla revisione svolta da altri revisori sulle partecipazioni esposte nel bilancio d'esercizio e che rappresentano il 4% del totale dell'attivo; nel bilancio consolidato tali partecipazioni rappresentano il 15% dell'attivo e l'11% dei ricavi consolidati, al netto delle accise.

   Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi secondo quanto richiesto dalla legge, si fa riferimento alla nostra relazione emessa in data 21 aprile 1999.

3. A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio dell'Eni S.p.A. al 31 dicembre 1999 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della Società.

4. Si richiama l'attenzione sui seguenti aspetti:

   (a) il bilancio d'esercizio riflette le modifiche dei criteri contabili relativi alla contabilizzazione delle imposte anticipate ed alla rilevazione degli ammortamenti anticipati. Gli effetti di tali modifiche sono descritti nei criteri di valutazione nella nota integrativa;

   (b) la nota integrativa include, inoltre, le informazioni relative agli effetti sul bilancio d'esercizio delle appostazioni effettuate per ottenere benefici fiscali, principalmente relative agli ammortamenti anticipati stanziati fino al 31 dicembre 1998 ed agli ammortamenti eccedenti.

Roma, 17 aprile 2000

Arthur Andersen SpA

Ugo Marinelli - Socio

Sede Legale
Via della Moscova 3 20121 Milano

Reg Imp 297992 Tribunale di Milano
R.E.A. 960046
Cod Fisc 02466870581
Partita IVA 03869140153
Capitale Sociale Lire 3.000.000.000 i.v.

Bari Bologna Brescia Firenze
Genova Milano Napoli Padova
Roma Torino Treviso Verona

DELIBERAZIONI DELL'ASSEMBLEA DEGLI AZIONISTI

L'assemblea ordinaria degli azionisti, tenutasi il 5-6 giugno 2000, ha deliberato:

- di approvare il bilancio di esercizio della Vostra Società al 31 dicembre 1999, che chiude con l'utile di 4.306.784.864.977 lire, pari a 2.224.268.756,41 euro;
- di accantonare alla "Riserva legale" il 5% dell'utile, pari a 215.339.243.249 lire, ai sensi del disposto dell'art. 2430 del codice civile;
- di attribuire l'utile residuo di 4.091.445.621.728 lire, come segue:
  . agli azionisti a titolo di dividendo in ragione di 350 lire (pari a 0,181 euro) per le n. 8.002.127.653 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire cadauna rappresentanti il capitale sociale, e così per complessive 2.800.744.678.550 lire, con attribuzione di un credito di imposta ordinario del 58,73%;
  . alla "Riserva da ammortamenti anticipati ex art. 67 TUIR" per 175.938.559.264 lire;
  . alla "Riserva per emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile" per 3.722.200.000 lire;
  . alla "Riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93" per 151.281.215 lire pari al 3% dell'accantonamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio alla previdenza complementare;
  . alla "Riserva disponibile" la restante parte di 1.110.888.902.699 lire;
- di mettere in pagamento il dividendo a partire dal 22 giugno 2000, con "stacco" fissato per il 19 giugno 2000.

L'Assemblea ha approvato altresì la proposta del Consiglio di amministrazione in ordine all'acquisto di azioni proprie e al Piano di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni (v. capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato dell'Eni).

BILANCIO CONSOLIDATO

PAGINA BIANCA

PROFILO DELL'ANNO

■ L'utile netto del 1999 di 2.857 milioni di euro rappresenta il nuovo record per l'Eni dopo quello registrato nel 1997 in presenza di uno scenario petrolifero allora più favorevole. L'incremento del 23% rispetto al 1998 riflette la ripresa delle quotazioni del petrolio, gli effetti del piano di riduzione dei costi e la crescita nelle vendite di gas naturale, parzialmente assorbiti dalla flessione dei margini unitari nel downstream petrolifero e petrolchimico.

■ Le azioni di razionalizzazione e di dismissione effettuate e i minori ammortamenti di ricerca esplorativa hanno consentito una riduzione dei costi di 531 milioni di euro.

■ L'investimento di 1.055 milioni di euro per l'acquisto di quote di partecipazione in campi dell'offshore profondo del Golfo del Messico, in Algeria, in Egitto e in Ecuador aumenta di 317 milioni di boe il patrimonio di riserve recuperabili e valorizza le competenze maturate e la disponibilità di infrastrutture nelle aree a consolidata presenza.

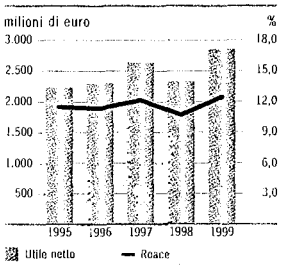
■ L'offerta pubblica di acquisto della British-Borneo conferma l'impegno dell'Eni alla crescita della produzione di idrocarburi: la finalizzazione dell'operazione consentirà di incrementare nel breve termine la produzione giornaliera di circa 60-80 mila boe, in particolare nelle aree di consolidata presenza Eni del Mare del Nord inglese e del Golfo del Messico.

■ Gli accordi commerciali stipulati con la società di Stato libica hanno consentito l'avvio del progetto per lo sviluppo dei giacimenti Wafa e della struttura C del permesso NC-41 (con riserve recuperabili in quota Eni di 1,04 miliardi di boe) e per la realizzazione del gasdotto per l'esportazione in Italia, a regime, di 8 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale.

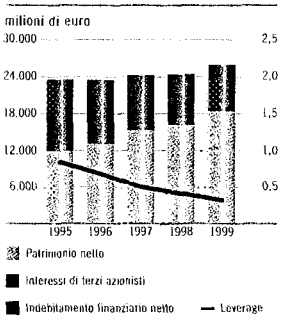
■ L'acquisizione della partecipazione del 33,34% nella Galp, l'iniziativa Blue Stream e l'acquisto della concessione per il servizio di distribuzione di gas naturale nell'area Nord Occidentale dello Stato brasiliano di San Paolo rappresentano un passo importante nella strategia di diversificazione geografica del business del gas naturale in mercati previsti in forte espansione, anche per assorbire il potenziale di crescita che non potrà essere colto sul mercato domestico.

■ È proseguita l'azione di ristrutturazione e di sviluppo selettivo della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e all'estero. Il progetto di integrazione in un unico polo delle raffinerie di Priolo e di Augusta (Esso) consentirà di aumentare l'efficienza e la flessibilità del sistema di raffinazione dell'Eni e di incidere ulteriormente sulla struttura dei costi.

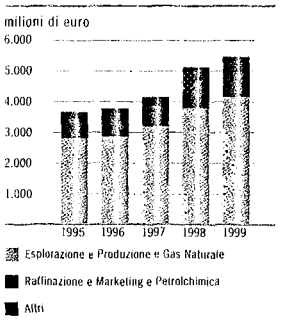
Utile netto e Roace



Struttura del Capitale e Leverage



Investimenti per attività



Principali dati economico-finanziari

(milioni di €)

	1995	1996	1997	1998	1999
Ricavi	29.381	29.790	31.359	28.341	**31.008**
Utile operativo (1)	5.316	4.960	5.345	3.810	**5.480**
Utile netto (1)	2.235	2.299	2.643	2.328	**2.857**
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	6.595	5.023	6.515	6.864	**8.248**
Investimenti	3.680	3.792	4.169	5.152	**5.483**
Patrimonio netto e interessi di terzi azionisti	12.779	13.969	16.244	17.390	**19.749**
Indebitamento finanziario netto	10.789	9.559	8.050	7.070	**6.267**
Capitale investito netto	23.568	23.528	24.294	24.461	**26.016**
Dividendo per azione euro	0,111	0,124	0,145	0,155	**0,181**
Pay-out (%)	39,7	43,1	43,8	53,2	**50,6**
Leverage	0,84	0,68	0,5	0,41	**0,32**
Return On Average Capital Employed (ROACE) (%)	11,5	11,4	12,2	10,7	**12,5**

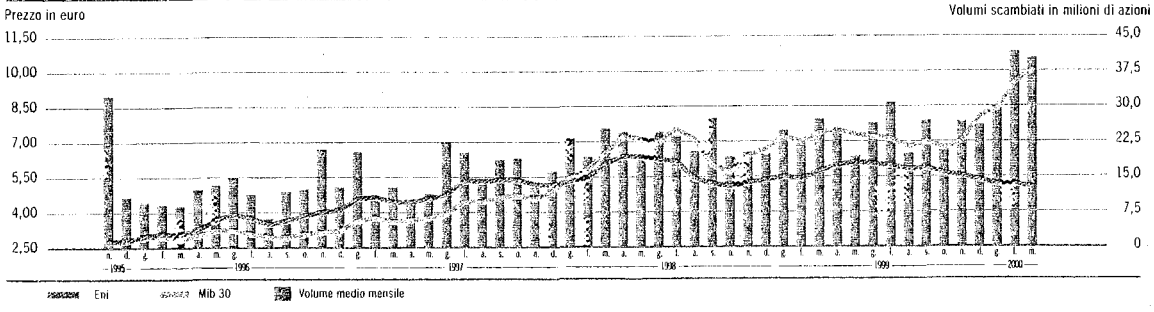
(1) I dati 1996 comprendono l'effetto negativo della modifica del criterio di svalutazione delle immobilizzazioni materiali e immateriali (SFAS 121) pari, rispettivamente, a 414 e a 197 milioni di euro.

Principali dati operativi

	1995	1996	1997	1998	1999
Riserve certe di petrolio (milioni di barili) (1)	2.402	2.484	2.844	2.881	**3.137**
di gas naturale (milioni di boe) (1)	1.916	2.191	2.229	2.374	**2.397**
di idrocarburi (milioni di boe) (1)	4.318	4.675	5.073	5.255	**5.534**
Vita utile residua delle riserve (anni)	11,9	13,1	13,6	13,4	**14,0**
Produzione giornaliera di petrolio (migliaia di barili) (1)	612	614	646	653	**674**
di gas naturale (migliaia di boe) (1)	370	370	375	385	**390**
di idrocarburi (migliaia di boe) (1)	982	984	1.021	1.038	**1.064**
Vendite di gas naturale distribuzione primaria (miliardi di metri cubi)	52,55	53,23	53,14	55,69	**60,24**
Vendite di gas naturale distribuzione secondaria estero (miliardi di metri cubi)		2,80	2,79	2,73	**2,67**
Trasporto di gas naturale per conto terzi (miliardi di metri cubi)	6,01	6,64	8,07	9,97	**11,29**
Produzione in c/proprio di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	38,10	37,80	36,40	40,10	**38,31**
Utilizzo della capacità standard di raffinazione delle raffinerie di proprietà (%)	86	87	94	103	**96**
Vendite di prodotti petroliferi (milioni di tonnellate)	51,90	51,36	51,60	54,19	**51,82**
Punti vendita carburanti (numero)	13.529	13.150	12.756	12.984	**12.489**
Erogato medio per punto vendita (migliaia di litri all'anno)	1.431	1.448	1.463	1.512	**1.543**
Produzioni della Petrolchimica (migliaia di tonnellate)	9.529	8.729	9.057	8.294	**8.298**
Vendite della Petrolchimica (migliaia di tonnellate)	6.159	5.954	6.113	5.537	**5.622**
Portafoglio ordini residuo del settore Ingegneria e Servizi (milioni di euro)	4.035	4.350	5.163	4.931	**4.438**
Dipendenti (numero)	86.422	83.424	80.178	78.906	**72.023**

(1) Per i dati 1999 v. i paragrafi "Riserve di greggio e di gas naturale" e "Produzione" nell'andamento operativo del settore Esplorazione e Produzione.

ENI E MIB 30 - NOVEMBRE 1995 - MARZO 2000 (MEDIE MENSILI)



LETTERA AGLI AZIONISTI

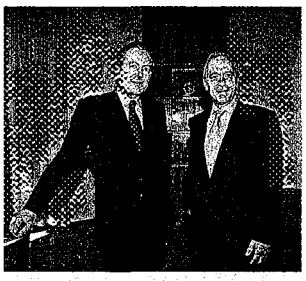
Signori Azionisti,

il 1999 è stato un anno ricco di risultati, avvenimenti e implicazioni di grande rilievo per la vita e il futuro dell'Eni.

Un anno di risultati record...

È stato anzitutto un anno di record.

Il bilancio 1999 chiude infatti con l'utile netto di 2.857 milioni di euro. Il valore di questo risultato è oltremodo significativo se confrontato con il precedente massimo storico, realizzato nel 1997 in condizioni allora più favorevoli di prezzo del petrolio (la quotazione media del Brent nel 1999 è stata inferiore di oltre 1 dollaro rispetto a quella del 1997). Segna un record importante anche la redditività di Gruppo, grazie al conseguimento di un ROACE del 12,5%, mentre raggiunge il minimo l'indebitamento finanziario netto contribuendo in modo determinante al miglior leverage (0,32) mai registrato. L'aumento del ritorno sul capitale investito, inoltre, non è andato a discapito della crescita: abbiamo infatti rafforzato il patrimonio upstream dell'Eni grazie a investimenti mirati che produrranno il loro effetto in un arco più lungo di tempo.



Gian Maria Gros-Pietro
Presidente
Vittorio Mincato
Amministratore delegato

Gli eccellenti risultati consentono di proseguire nella politica di costante incremento dei dividendi, che quest'anno il Consiglio di amministrazione ha deciso di attuare proponendo all'Assemblea degli azionisti la distribuzione di un dividendo di 0,181 euro per azione (+16,7%).

I fondamentali dell'Eni disegnano il quadro di una società che fa ingresso nel nuovo secolo più che mai rafforzata nella sua solidità industriale e finanziaria, e nella sua capacità di creare ricchezza e generare redditività. Siamo tuttavia perfettamente consapevoli che queste doti rappresentano soltanto un prerequisito indispensabile, ma non di per sé sufficiente, per affrontare un mondo che cambia rapidamente.

... ma il mondo cambia rapidamente: la concentrazione dell'industria petrolifera e la liberalizzazione del mercato del gas in Europa e in Italia

Il 1999 è stato infatti caratterizzato da profonde evoluzioni dello scenario in cui l'Eni opera, sostenute strutturalmente da un più generale processo di trasformazione dell'economia e dei mercati internazionali sotto la spinta della globalizzazione. Due fenomeni, in particolare, hanno interessato i settori più importanti del nostro core-business: la concentrazione dell'industria petrolifera mondiale e una decisa svolta nel processo di liberalizzazione nel mercato del gas europeo e italiano.

Il consolidamento dell'industria petrolifera si è rafforzato nel corso del 1999, dando luogo a un processo unico per rapidità e intensità nella storia dell'industria stessa. Molti fattori hanno concorso a determinarlo: il repentino crollo dei prezzi del greggio del 1998, associato a una situazione di sovrapproduzione strutturale; il progressivo deteriorarsi, negli anni precedenti, delle condizioni contrattuali nell'upstream, per effetto della competizione internazionale e della relativa scarsità di buoni assets minerari nel mondo; la necessità di rimpiazzare riserve a costi contenuti. Altri elementi potrebbero essere richiamati, ma su tutti domina la necessità di migliorare il livello di redditività di un'industria che dava segni di maturità e prospettava orizzonti di crescita ritenuti inferiori rispetto a molti altri settori industriali.

È ancora presto per poter valutare se questo obiettivo sarà conseguito dalle recenti operazioni di fusione e acquisizione. È possibile, tuttavia, sottolineare due aspetti di criticità che sembrano destinati a permanere. In primo luogo, la dimensione in sé non sembra poter risolvere il problema di fondo della nostra industria, che è quello di investire enormi flussi di cassa ottenendo ritorni apprezzabili per un mercato finanziario sempre più selettivo. Inoltre, nonostante i tagli produttivi adottati con sostanziale successo dall'Opec nel marzo 1999 e la ripresa della domanda mondiale trainata dal recupero del Sud-Est asiatico, i fondamentali

dell'offerta petrolifera restano caratterizzati da un potenziale eccesso di produzione che nel passato si è rivelato nocivo per la tenuta di lungo termine dei prezzi.

L'altro grande processo di cambiamento che ha riguardato il mondo Eni - il processo di liberalizzazione del mercato europeo del gas - si è caratterizzato per le forti asimmetrie nelle scelte dei diversi paesi europei. In Italia, con l'approvazione da parte del Parlamento della Legge Delega sul riassetto del mercato del gas e i pareri dell'Antitrust e dell'Autorità per l'Energia sullo stesso tema, si è determinata una forte spinta ad andare oltre il dettato della Direttiva Comunitaria che non ha avuto riscontri in altri paesi europei. Tale spinta si è tradotta nello schema di Decreto Legislativo emanato dal Governo italiano nei primi mesi del 2000, il quale prevede - tra l'altro - l'imposizione di tetti in capo a singoli operatori sia per l'immissione di gas sulla rete nazionale, sia per la vendita di gas sul mercato finale. Inoltre, il Decreto ha previsto la separazione societaria della rete di trasporto gas detenuta dalla Snam e la formula dell'accesso regolato per terzi alla rete stessa. Tali provvedimenti - nel disegnare un assetto del mercato interno del gas profondamente diverso dal passato - rappresentano l'introduzione di forti elementi differenziali rispetto al resto dell'Europa continentale, ove si è inteso procedere con molta più cautela sulla via dell'apertura.

Le risposte dell'Eni: le scelte strategiche sull'upstream...

Il convergere di processi di così vasto cambiamento sulle due attività principali del core-business dell'Eni ha comportato l'emergere di nuove opportunità e di nuovi vincoli, tali da indurre un profondo processo di revisione delle strategie e delle politiche di breve e di lungo termine. Il piano 2000-2003, approvato alla fine del 1999, è il risultato di una nuova visione strategica, da un lato caratterizzata da un aggressivo tasso di crescita nell'upstream, dall'altro orientata al contatto diretto con il cliente finale consumatore di energia.

Nel settore upstream, abbiamo varato un piano che prevede la crescita del 50% della produzione di idrocarburi entro il 2003. Tale obiettivo si articola su due componenti. La prima è quella della crescita per via ordinaria, che è proseguita nell'anno in corso grazie a alcune significative acquisizioni di assets e di titoli esplorativi selettivi in alcune frontiere con più alto potenziale del mondo. Di particolare rilievo è stata la conclusione del contratto per la valorizzazione e il trasporto in Italia, via gasdotto (in parte sottomarino), delle riserve di gas libiche dei campi di Wafa e della struttura C del permesso NC-41 (che contengono anche olio), detenute in compartecipazione con la compagnia di Stato (NOC).

La seconda, invece, riguarda operazioni di fusione e/o acquisizione - di altri operatori o di asset di rilevanti dimensioni - in grado di consentire forti sinergie e un posizionamento strategico e di costo di eccellenza mondiale. Le nostre riflessioni sul tema ci inducono a valutare con estrema determinazione, ma anche con attento realismo, la questione della dimensione futura dell'Eni: siamo consapevoli che dalla sua ampiezza potranno derivare grandi vantaggi industriali e competitivi per la società; tuttavia, riteniamo essenziale - alla luce del contesto che caratterizza l'industria petrolifera nel suo complesso - non considerare la dimensione come un valore in sé, ma informare i nostri comportamenti ad azioni di crescita che siano capaci di creare maggiore valore per i nostri azionisti. La porta quindi è aperta: ma - come suggerisce l'insegnamento spesso dimenticato della storia delle operazioni di fusione e acquisizione - saranno i nostri calcoli e le nostre valutazioni a indicarci il momento più opportuno per varcarla, e non le tendenze del momento.

... quelle sul downstream gas, fino all'elettricità...

Nel settore del gas naturale, l'Eni ha agito su tre piani. In primo luogo, impostando una strategia puntuale di internazionalizzazione del downstream gas, con l'obiettivo di vendere almeno 10 miliardi di metri cubi di gas naturale l'anno nel 2003 in mercati esteri caratterizzati da alti tassi di sviluppo. Abbiamo iniziato a attuare questa direttrice con l'arricchimento delle posizioni internazionali della Snam e dell'Italgas, grazie all'acquisizione del 33,34% della compagnia portoghese Galp - trampolino per l'espansione di Gruppo nell'intera Peni-

sola Iberica e in America Latina - alla aggiudicazione del contratto di concessione per la fornitura di gas naturale nella regione Nord Occidentale dello Stato brasiliano di San Paolo, all'avvio delle attività preliminari per i lavori di costruzione della prima condotta del gasdotto Blue Stream. In secondo luogo, con la costituzione di EniPower, l'Eni ha scelto di strutturare la sua presenza in un settore - quello elettrico - che costituisce l'anello necessario per completare le competenze di Gruppo nell'intera filiera del gas, poiché dallo sviluppo della produzione elettrica a ciclo combinato proverrà gran parte della domanda incrementale di gas in Europa e nel mondo.

Per facilitare e sostenere il processo di apertura del mercato del gas in Italia abbiamo varato una prima riorganizzazione della Snam separando, sotto il profilo contabile, gestionale e organizzativo, le attività di trasporto da quelle di approvvigionamento e commercializzazione; inoltre, abbiamo offerto ad altri operatori gli 8 miliardi di metri cubi di gas che si renderanno disponibili dalla Libia a partire dal 2002, nonché i due miliardi di metri cubi di gas della Promgas (Joint venture tra Snam e Gazexport): a entrambe le decisioni è stato dato corso concreto nei primi mesi del 2000, con la stipula dei primi contratti con Edison Gas.

L'Eni continuerà in ogni caso a tutelare i suoi diritti sul mercato italiano per evitare soluzioni che non tengano conto né delle sue caratteristiche strutturali, né di una visione integrata del mercato europeo e della necessaria reciprocità che essa richiede.

... la continua, vigorosa spinta al recupero di efficienza e alla ristrutturazione delle attività più cicliche...

È certo, comunque, che il panorama di cambiamenti che investe la nostra industria richiederà un ulteriore salto di qualità in termini di efficienza complessiva.

Per queste ragioni, nel 1999 è cominciata una revisione del piano di taglio dei costi che ha consentito di innalzare a un miliardo di euro (+250 milioni di euro) l'obiettivo di risparmio da conseguire entro il 2003. Si tratta di un piano, tuttavia, in continua evoluzione, che puntiamo ad ampliare in modo significativo fin dall'anno corrente. Mentre esso investirà ogni settore, interventi di forte razionalizzazione continueranno a interessare la petrolchimica - il cui peso nel capitale investito netto di Gruppo scenderà al 7% nel 2003 - con la chiusura di siti marginali; si stanno valutando, inoltre, varie opzioni di alleanza volte a diminuire ulteriormente il ruolo dell'Eni nel settore. Nel downstream oil, proseguirà l'azione tesa a razionalizzare la presenza sia nella raffinazione - che nel 1999 si è tradotta nel progetto definito insieme alla Esso Italiana per l'integrazione delle raffinerie di Priolo (Eni) e di Augusta (Esso) - sia nelle attività estere, con l'uscita da aree marginali e con bassa massa critica e la concentrazione su alcuni poli selettivi di sviluppo (Penisola Iberica, in seguito all'accordo con Galp; Brasile). L'Eni auspica inoltre una decisa svolta nel processo di liberalizzazione della rete italiana di distribuzione, affinché sia possibile riorganizzare le attività nel settore diminuendo la quota detenuta da AgipPetroli/IP nel mercato domestico e i punti vendita, ma incrementando l'erogato medio, i servizi e la qualità dei distributori.

Le attività di Ingegneria e Servizi, nonostante le difficoltà dell'attuale ciclo, hanno fornito risultati positivi, e continueranno a essere considerate parte integrante della capacità dell'Eni di offrire nel mondo competenze integrate per la realizzazione di progetti di grande rilievo industriale e tecnologico.

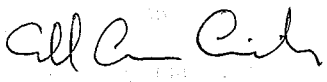
Una bussola puntata al futuro

Molte altre azioni sono state progettate nel 1999 e potranno realizzarsi in tempi brevi. Su due temi in particolare, tuttavia, l'Eni ritiene che debbano concentrarsi azioni innovative attualmente in fase di approfondimento. Il primo è quello dell'e-commerce, che consideriamo la naturale frontiera evolutiva di alcuni segmenti del nostro business, e in particolare di quello del gas. Il secondo riguarda la presenza nel settore delle telecomunicazioni, nel qua-

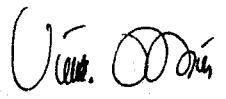
le si stanno verificando opzioni tali da assicurare un impegno più incisivo, non solo in termini di massima valorizzazione delle partecipazioni attualmente in portafoglio. L'attenzione riservata a questi settori nasce dalla convinzione che i cambiamenti con i quali si confronta già oggi l'industria mondiale dell'energia potranno indurre sostanziali modifiche del codice genetico tradizionale dell'industria stessa, richiedendo una visione più ampia delle opportunità industriali e finanziarie che ad essa si prospettano.

Naturalmente, l'impatto dei cambiamenti ci sollecita ad operare in profondità anche sul piano delle risorse umane. L'Eni ha un grande patrimonio di conoscenze e talenti, per la cui valorizzazione intendiamo attuare politiche innovative di sviluppo; queste stesse politiche dovranno essere in grado di attrarre e aggregare forze nuove e competenze diverse. Non ci sfuggono la complessità dell'obiettivo, né i problemi connessi con l'imprimere - a così poco tempo dalla rivoluzione che ha consentito all'Eni di cambiare profondamente il corso della sua storia - una nuova e rapida svolta alla cultura del Gruppo. Siamo certi, tuttavia, che - come in passato - le attese e la disponibilità al cambiamento dei nostri uomini faciliteranno questa nuova sfida.

per il Consiglio di amministrazione



Il Presidente Gian Maria Gros-Pietro



L'Amministratore delegato Vittorio Mincato

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE (1)

Presidente

Gian Maria Gros-Pietro (2)

Amministratore delegato

Vittorio Mincato

Amministratori

Mario Giuseppe Cattaneo (□)

Alberto Clò (Δ)

Umberto Colombo (Δ)

Renzo Costi (□)

Luigi De Paoli (□) (Δ)

Mario Draghi

Giulio Marcello Sapelli (□)

DIRETTORE GENERALE DELLA DIVISIONE AGIP PER L'ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI (3)

Luciano Sgubini

COLLEGIO SINDACALE (4)

Presidente

Andrea Monorchio

Sindaci effettivi

Luigi Biscozzi

Filippo Duodo

Riccardo Perotta

Mario Sica

Sindaci supplenti

Fernando Carpentieri

Giorgio Silva

MAGISTRATO DELLA CORTE DEI CONTI DELEGATO AL CONTROLLO

Nicola Soria (5)

Sostituto

Nicola Mastropasqua (6)

SOCIETÀ DI REVISIONE (7)

Arthur Andersen SpA

(□) MEMBRO DELL'AUDIT COMMITTEE

L'Audit Committee ha il compito di vagliare il lavoro delle società di revisione anche con riferimento all'indipendenza dei loro giudizi e valutare gli eventuali rilievi che emergessero: (i) dai rapporti di revisione delle unità di internal auditing dell'Eni e delle società del Gruppo; (ii) dalle comunicazioni dei collegi sindacali e dei singoli componenti dei medesimi; (iii) dalle indagini e dagli esami svolti da terzi; (iv) dalla relazione annuale del Garante per il Codice di comportamento.

(Δ) MEMBRO DEL COMPENSATION COMMITTEE

Il Compensation Committee ha il compito di esaminare i criteri di retribuzione del top management del Gruppo e di proporre l'introduzione di meccanismi di incentivazione.

Deleghe del Presidente: *il Consiglio di amministrazione nell'adunanza del 17 giugno 1999 ha conferito al Presidente delega per i rapporti internazionali di rilevanza strategica.*

Deleghe dell'Amministratore delegato: *il Consiglio di amministrazione nell'adunanza del 17 giugno 1999 ha conferito all'Amministratore delegato tutti i poteri di amministrazione della Società a eccezione di quelli non delegabili, della definizione delle linee strategiche di Gruppo, delle delibere da assumere nelle assemblee delle principali società direttamente controllate e di altri poteri in tema di operazioni di compravendita di rilevante entità, riservati al Consiglio di amministrazione.*

(1) Nominato dall'Assemblea del 4 giugno 1999 per un triennio quindi con scadenza alla data di approvazione del bilancio di esercizio 2001. Ai sensi dell'art. 6.2, lett. d) dello statuto, il Consigliere Mario Draghi è stato nominato con Decreto 21 maggio 1999 del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, d'intesa con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato

(2) Nominato dall'Assemblea del 30 novembre 1999

(3) Nominato dal Consiglio di amministrazione del 24 settembre 1997

(4) Nominato dall'Assemblea del 4 giugno 1999 per un triennio quindi con scadenza alla data di approvazione del bilancio di esercizio 2001. Ai sensi dell'art. 6.2, lett. d) dello statuto, il Presidente del Collegio sindacale Andrea Monorchio è stato nominato con Decreto 21 maggio 1999 del Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, d'intesa con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato

(5) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 27 luglio 1999

(6) Funzioni conferite dal Consiglio di Presidenza della Corte dei conti con deliberazione del 18-19 luglio 1994

(7) Incarico conferito dall'Assemblea del 16 giugno 1998 per un triennio

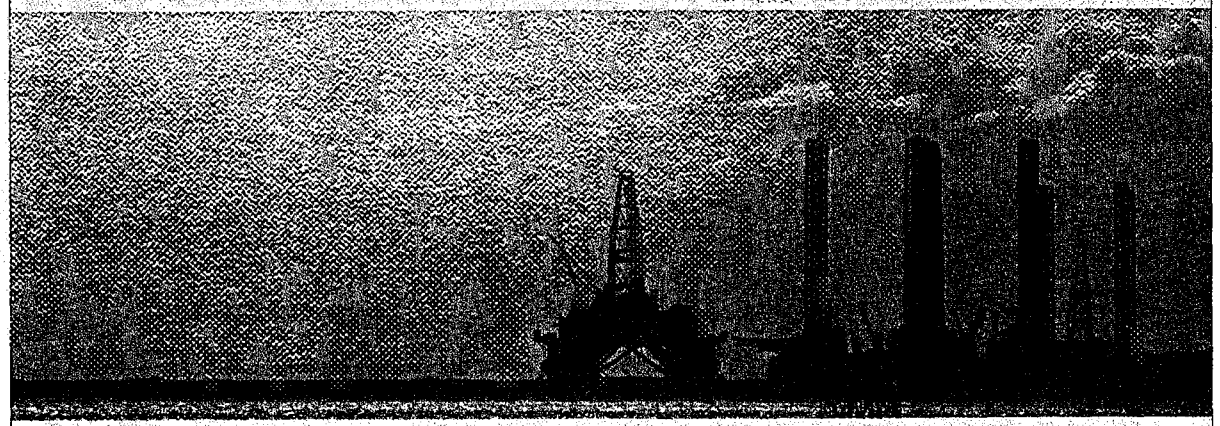
ESPLORAZIONE E PRODUZIONE

■ L'investimento di 1.055 milioni di euro per l'acquisto di quote di partecipazione in campi dell'offshore profondo del Golfo del Messico, in Algeria, in Egitto e in Ecuador aumenta di 317 milioni di boe il patrimonio di riserve recuperabili (di cui 186 certe; di queste 121 milioni sono state iscritte nelle riserve al 31 dicembre 1999) e valorizza le competenze maturate e la disponibilità di infrastrutture nelle aree a consolidata presenza. La produzione giornaliera degli asset acquisiti raggiungerà circa 37 mila boe nel 2000 (l'incidenza sulla produzione dell'anno è stata di circa 6 mila boe)

■ L'offerta pubblica di acquisto della British-Borneo conferma l'impegno dell'Eni alla crescita della produzione di idrocarburi: la finalizzazione dell'operazione consentirà di incrementare nel breve termine la produzione giornaliera di circa 60-80 mila boe, in particolare nelle aree di consolidata presenza Eni del Mare del Nord inglese e del Golfo del Messico

■ Gli accordi commerciali stipulati con la società di Stato libica hanno consentito l'avvio dello sviluppo del giacimento onshore di Wafa e di quello offshore nella struttura C del permesso NC-41 con riserve recuperabili di 1.044 milioni di boe in quota Eni

■ L'effetto delle azioni di razionalizzazione e i minori ammortamenti di ricerca esplorativa hanno consentito una riduzione dei costi di 314 milioni di euro



(milioni di €)

	1997	1998	**1999**
Ricavi (1)	6.897	5.206	**6.840**
Utile operativo	2.590	594	**2.834**
Investimenti di ricerca esplorativa (2)	677	661	**471**
Investimenti in acquisizioni di titoli minerari	95	197	**917**
Investimenti di sviluppo (2)	1.550	2.024	**1.880**
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	8.578	8.170	**7.773**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(2) I dati del 1997 e del 1998 sono stati rettificati per evidenziare le acquisizioni di titoli minerari.

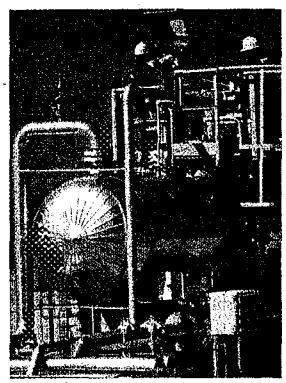
Azerbaigian - Mar Caspio

RISERVE DI GREGGIO E DI GAS NATURALE

Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 1999 sono pari a 5.534 milioni di boe (petrolio e condensati 3.137 milioni di barili; gas naturale 387 miliardi di metri cubi). Escludendo l'effetto positivo della nuova metodologia di calcolo delle quote equity in alcuni Production Sharing

Agreements (PSA)[1] (398 milioni di boe) e l'effetto negativo dell'aumento delle quotazioni internazionali del petrolio sui PSA[2] (302 milioni di boe), le riserve certe aumentano del 3,5% a seguito delle nuove scoperte ed estensioni (243 milioni di boe), delle revisioni di precedenti stime e miglioramenti di recupero (200 milioni di boe) e delle acquisizioni (121 milioni di boe), parzialmente assorbiti dalla produzione dell'anno (381 milioni di boe). Le nuove scoperte ed estensioni hanno interessato sia l'Italia (campi della Val d'Agri in Basilicata, campi di Pizzo Tamburino e Masseria Vecchia in Sicilia) sia l'estero, principalmente l'Angola (Blocco 15 e altri campi a olio), la Nigeria (campo di Bonga e altri campi a olio e gas), l'Egitto (diversi campi a gas e olio) e il Congo (campi a olio di Mwafi e Foukanda). Significative revisioni di precedenti stime si sono registrate in Italia (diversi campi prevalentemente a olio) e all'estero, soprattutto in Egitto (campi di Ha'py, Belayim e Port Fouad), in Nigeria (campi di EA-EJA, Oshi e altri campi), e in Norvegia (campi di Norne, Ekofisk e Asgaard). La vita utile residua delle riserve è di 14,0 anni (13,4 nel 1998).

Le riserve certe sviluppate al 31 dicembre 1999 sono pari a 1.750 milioni di barili di petrolio e condensati e 188 miliardi di metri cubi di gas naturale pari, rispettivamente, al 56 e al 49% del totale delle riserve certe di petrolio e condensati e di gas naturale (rispettivamente 59 e 43% al 31 dicembre 1998).

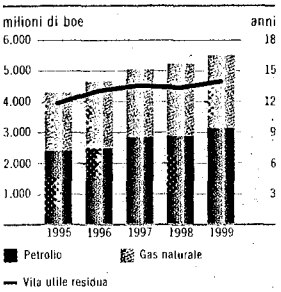


Italia - Val d'Agri. Pozzo Monte Alpi 3

ESPLORAZIONE E SVILUPPO

Il portafoglio minerario dell'Eni al 31 dicembre 1999 consisteva in 704 titoli (in esclusiva o in compartecipazione) per l'esplorazione e lo sviluppo localizzati in 33 paesi di cinque continenti per una superficie complessiva in quota Eni di 300.386 chilometri quadrati (284.299 al 31 dicembre 1998), di cui 37.203 relativi a permessi di coltivazione e sviluppo (34.963 al 31 dicembre 1998). La superficie complessiva detenuta in quota Eni è diminuita in Italia di 2.215 chilometri quadrati a seguito del rilascio di alcuni permessi esplorativi ed è aumentata all'estero di 18.302 chilometri quadrati a seguito dell'acquisizione di titoli minerari principalmente in Algeria, Australia, Brasile,

Riserve certe di idrocarburi e vita utile residua



(1) Nei PSA la produzione è suddivisa in due parti, di cui una, Cost Oil, valorizzata ai prezzi di riferimento consente di recuperare i costi sostenuti e l'altra, Profit Oil, costituisce il profitto che viene suddiviso tra l'Ente Nazionale e l'Eni. Al fine di adeguarsi alla prassi seguito dalla maggioranza delle compagnie petrolifere internazionali, dal 1999 è stata modificata la metodologia di calcolo della produzione equity e delle riserve certe in alcuni PSA. In particolare sono iscritte nella produzione equity e tra le riserve certe le quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei PSA dove l'onere tributario a carico dell'Eni è assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di Profit Oil; la modifica consente di adottare un criterio uniforme nella quantificazione delle produzioni e delle riserve nei diversi paesi, indipendentemente dalla circostanza, di carattere formale, che le imposte siano assolte dall'Eni o dall'Ente Nazionale. L'applicazione della nuova metodologia ha influito sulla determinazione della produzione giornaliera (+46 mila boe), sulla determinazione delle riserve certe (+398 milioni di boe) e ha comportato una rettifica in aumento dei ricavi e delle imposte di 203 milioni di euro.

(2) L'aumento delle quotazioni ha determinato l'attribuzione di una minore produzione di 8 mila boe/giorno e di minori riserve certe di 302 milioni di boe (petrolio 158 milioni di barili; gas naturale 144 milioni di boe).

Riserve certe e produzione giornaliera di idrocarburi (1) (2)

	Riserve certe al 31 dicembre (milioni di boe)			Produzione (migliaia di boe al giorno)		
	1997	1998	**1999**	1997	1998	**1999**
Italia	1.646	1.574	1.477	403	394	358
Africa Settentrionale	1.530	1.686	1.849	229	236	269
Africa Occidentale	852	910	1.067	180	196	206
Mare del Nord	655	666	646	155	156	154
Resto del mondo	390	419	495	54	56	77
	5.073	**5.255**	**5.534**	**1.021**	**1.038**	**1.064**

(1) Al fine di valutare la variazione è da evidenziare che dal 1999 è stata introdotta una nuova metodologia di calcolo della produzione equity e delle riserve certe in alcuni PSA che ha influito sulla determinazione della produzione giornaliera di idrocarburi di +46 mila boe (petrolio 41 mila barili; gas naturale 5 mila boe) e delle riserve certe di +398 milioni di boe (petrolio 222 milioni di barili; gas naturale 176 milioni di boe). Nei PSA inoltre l'aumento delle quotazioni degli idrocarburi ha comportato una minore attribuzione della produzione di 8 mila boe/giorno (petrolio 7 mila barili; gas naturale 1.000 boe) e delle riserve certe di 302 milioni di boe (petrolio 158 milioni di barili; gas naturale 144 milioni di boe).

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

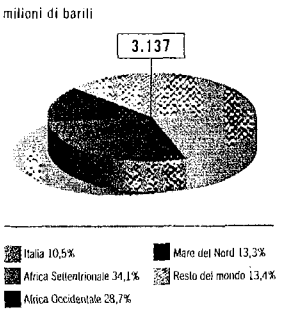
Danimarca, Egitto, Guyana, Irlanda, Norvegia, Stati Uniti e Yemen, parzialmente assorbito dai rilasci attuati in Argentina, Egitto, Gabon, Perù e Regno Unito.

Nel 1999 sono state effettuate prospezioni sismiche tridimensionali per 15.750 chilometri (6.479 in quota Eni) e prospezioni sismiche bidimensionali per 9.658 chilometri (9.252 in quota Eni), con una riduzione rispetto al 1998 del 20% per le prospezioni sismiche tridimensionali e del 33% per quelle bidimensionali; la flessione è connessa al completamento di campagne di rilevazione sismica principalmente in Egitto, Congo, Irlanda, Norvegia e Trinidad e Tobago, parzialmente assorbita da incrementi in Angola, Gabon e Guyana. Sono stati ultimati 60 nuovi pozzi esplorativi (29 in quota Eni), a fronte dei 121 (66 in quota Eni) del 1998. Il coefficiente di successo complessivo è stato del 49,3% (38,0 in quota Eni) a fronte del 44,3% (47,0 in quota Eni) del 1998.

Gli investimenti in acquisizioni di titoli minerari, sia in fase esplorativa sia in fase di sviluppo e produzione, ammontano a 917 milioni di euro (197 nel 1998), di cui il 93% all'estero. Le acquisizioni in Italia, pari a 56 milioni di euro, hanno riguardato 18,5 milioni di boe di riserve recuperabili (di cui 4,6 certe) e hanno interessato principalmente il giacimento di Bonaccia. All'estero le acquisizioni, pari a 861 milioni di euro (197 nel 1998), hanno riguardato per 716 milioni di euro l'acquisto di 191 milioni di boe di riserve recuperabili negli Stati Uniti, in Algeria ed Egitto e per 145 milioni di euro l'acquisto di permessi esplorativi. In particolare l'acquisto di riserve recuperabili ha riguardato 89 milioni di boe di riserve certe (491 milioni di euro) e 102 milioni di boe di riserve probabili e possibili (225 milioni di euro).

Gli investimenti in ricerca esplorativa ammontano a 471 milioni di euro (661 nel 1998), di cui il 72% all'estero, con una diminuzione del 28,7% rispetto al 1998. Gli investimenti in Italia, pari a 130 milioni di euro (182 nel 1998), hanno interessato in particolare le aree dell'Appennino Centro Meridionale, della Val Padana, dell'Alto/Medio Adriatico e della Sicilia. All'estero gli investimenti nell'attività esplorativa, pari a 341 milioni di euro (479 nel 1998), sono stati effettuati prevalentemente nei seguenti paesi: Egitto, Algeria, Angola, Nigeria, Kazakistan e Stati Uniti.

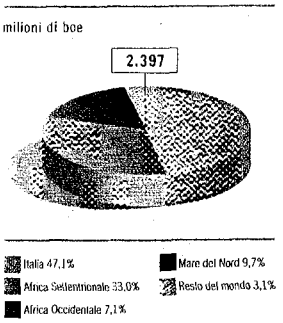
Riserve certe di petrolio e condensati per area geografica al 31 dicembre 1999



Gli investimenti di sviluppo ammontano a 1.880 milioni di euro (2.024 nel 1998), di cui il 77% all'estero, con una diminuzione del 7,1% rispetto al 1998. In Italia l'attività di sviluppo (435 milioni di euro) ha interessato in particolare i campi di Bonaccia, Annalisa e Barbara North West nell'offshore adriatico, la realizzazione degli impianti e delle infrastrutture dei campi della Val d'Agri e dei sistemi di compressione dei campi di Barbara, Rubicone e Fano. All'estero l'attività di sviluppo (1.445 milioni di euro) ha interessato principalmente i giacimenti di idrocarburi in Egitto, Angola, Congo, Kazakistan, Norvegia, Regno Unito e Stati Uniti.

Gli investimenti tecnici complessivi effettuati nel 1999 ammontano a 3.268 milioni di euro, con un aumento di 386 milioni di euro rispetto al 1998, pari al 13,4%.

Riserve certe di gas naturale per area geografica al 31 dicembre 1999



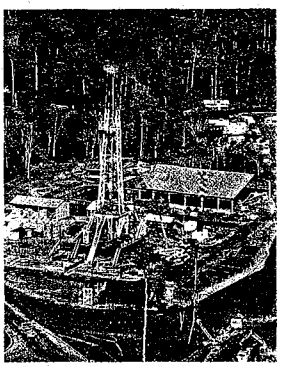
PRODUZIONE

Nel 1999 la produzione media giornaliera di idrocarburi è stata di 1.064 mila boe (petrolio e condensati 674 mila barili; gas naturale 390 mila boe). Escludendo l'effetto positivo della nuova metodologia di calcolo delle quote equity in alcuni PSA (46 mila boe) e l'effetto negativo dell'aumento delle quotazioni internazionali del petrolio sui PSA (8 mila boe), la produzione giornaliera di idrocarburi diminuisce di 12 mila boe, pari all'1,2%, a seguito della riduzione di 20 mila boe connessa alle misure di contenimento della produzione decise dall'Opec (8 mila boe nel 1998). L'avvio delle produzioni in nuovi campi ha assorbito l'effetto dei declini naturali di alcuni campi.

La produzione di petrolio e condensati è diminuita dell'1,9% a seguito delle minori produzioni: (i) in Italia (4,1 milioni di barili), essenzialmente per il declino naturale del campo di Villafortuna; (ii) in Libia (4,4 milioni di barili), principalmente a seguito del declino naturale di alcuni campi e delle misure di contenimento della produzione decise dall'Opec; (iii) in Egitto, Algeria e Congo (complessivamente 2,4 milioni di barili), per il declino naturale di alcuni campi;

(iv) in Nigeria (0,9 milioni di barili), per il protrarsi dei problemi con le comunità locali. Queste diminuzioni sono state parzialmente assorbite dagli incrementi delle produzioni: (i) in Kazakistan (2,6 milioni di barili) a seguito del miglioramento delle condizioni di mercato che regolano le produzioni del campo di Karachaganak; (ii) in Norvegia (1,4 milioni di barili), principalmente per l'avvio del campo di Asgaard; (iii) in Angola (1,0 milioni di barili) nell'area di Cabinda B; (iv) in Cina (0,9 milioni di barili) per l'avvio del campo HZ/32-5; (v) in Ecuador (0,6 milioni di barili), per l'avvio del campo di Villano; (vi) in Gabon e in Qatar (complessivamente 0,6 milioni di barili), rispettivamente, nei campi Limande e Alkalij.

La produzione di gas naturale è rimasta sostanzialmente stabile rispetto al 1998; la riduzione in Italia, dovuta al declino naturale di alcuni campi nel Mare Adriatico (Barbara, Porto Garibaldi/Agostino e Amelia) e nel Mar Ionio (Luna), è stata assorbita dall'aumento del 27,5% della produzione di gas naturale all'estero, principalmente in Egitto (1,3 miliardi di metri cubi), a seguito dell'incremento registrato nei campi del Delta del Nilo e dell'avvio di Temsah/Karous, e in Kazakistan (0,41 miliardi di metri cubi), parzialmente assorbiti dalla flessione della produzione nel Mare del Nord (0,35 miliardi di metri cubi), principalmente per il declino naturale del campo di Ekofisk.



Ecuador - Campo di Villano

La produzione venduta di idrocarburi è stata di 393,6 milioni di boe (382,4 nel 1998). Il maggior volume rispetto alla produzione di 5,2 milioni di boe è dovuto essenzialmente ai ritiri di gas naturale da stoccaggio in Italia, parzialmente assorbiti dalle giacenze di petrolio all'estero. La produzione venduta di petrolio e condensati è stata di 244,5 milioni di barili ed è stata destinata per il 77% al settore Raffinazione e Marketing (40% nel 1998); il rilevante incremento rispetto al 1998 è dovuto al trasferimento all'AgipPetroli SpA, a partire dal 1999, della quasi totalità dell'attività di commercializzazione dei greggi prevalentemente di produzione estera in precedenza svolta direttamente dal settore Esplorazione e Produzione. La produzione venduta di gas naturale è stata di 23,89 miliardi di metri cubi ed è stata destinata per il 68% al settore Gas Naturale (75% nel 1998). Escludendo l'effetto positivo della nuova metodologia di calcolo delle quote equity in alcuni PSA e l'effetto negativo dell'aumento delle quotazioni internazionali del petrolio sui PSA, la produzione venduta di idrocarburi diminuisce dello 0,7%.

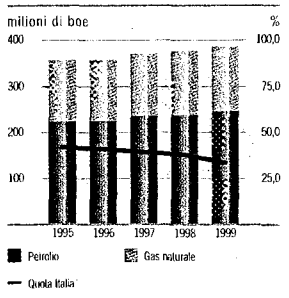
PRINCIPALI INIZIATIVE DI ESPLORAZIONE E SVILUPPO

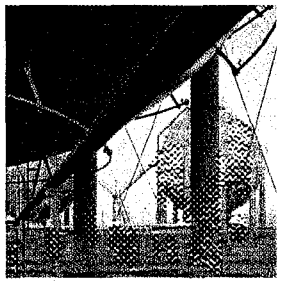
Italia Nel 1999 l'attività esplorativa ha portato alla perforazione di 17 pozzi (39 nel 1998), di cui 13,5 in quota Eni (30,5 nel 1998), ottenendo risultati positivi in Val Padana, nel Mare Adriatico e nella Val d'Agri.

Sono state assegnate all'Eni le 8 concessioni di stoccaggio richieste relative alla ex Area di Esclusiva della Val Padana che vanno ad aggiungersi ai 38 permessi di ricerca e alle 49 concessioni di coltivazione, per una superficie complessiva di 17.396 chilometri quadrati ottenuti dall'Eni nel 1997 e nel 1998.

In Val d'Agri sono proseguite le attività di sviluppo dei giacimenti Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone e le attività di realizzazione del Centro Olio e dell'oleodotto di collegamento alla raffineria di Taranto. In relazione al programma di sviluppo dell'area, sono stati definiti gran parte degli accordi attuativi necessari a rendere esecutivo il protocollo d'intenti sottoscritto nel 1998 con la Regione Basilicata che prevede l'impegno da parte dell'Eni, anche per conto del partner Enterprise SpA, di realizzare interventi congiunti volti in particolare alla salvaguardia ambientale. L'impegno finanziario connesso ammonta al 31 dicembre 1999 a 227 milioni di euro, di cui 144 in quota Eni. Nel giugno 1999 è stato firmato con l'Enterprise SpA un accordo di pre-unificazione del giacimento (denominato "trend 1") comprendente la concessione Grumento Nova e le zone sud delle concessioni Caldarosa e Volturino. Le percentuali di partecipazione nella concessione unificata sono state stabilite provvisoriamente nel 71 e nel 29%, rispettivamente per l'Eni e per l'Enterprise SpA. Le quote dovranno essere definite entro il 20 maggio 2000; entro questa data, anche in assenza di un accordo tra le parti, sarà comunque presentata al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato l'istanza di unificazione sulla base delle quote previste dall'accordo preliminare.

Produzione di idrocarburi e quota Italia





Egitto - Campo di Belayim. Impianto di liquefazione gas

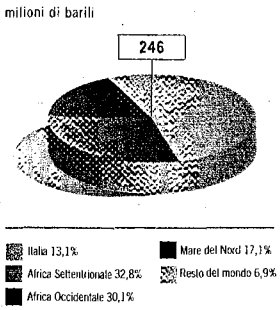
Relativamente al "Progetto di Sviluppo Alto Adriatico", che prevedeva lo sviluppo congiunto di 15 campi offshore di gas naturale con riserve certe di 27 miliardi di metri cubi, in data 3 dicembre 1999 il Ministero dell'ambiente, d'intesa con la Regione Veneto, ha emanato un decreto che sancisce il divieto di coltivazione di idrocarburi liquidi o gassosi entro 12 miglia nautiche dalla linea di costa. Il decreto stabilisce inoltre le condizioni a cui rimane subordinata la possibilità di autorizzare, prima in via sperimentale poi in via definitiva, la coltivazione di giacimenti situati al di fuori delle 12 miglia nautiche. A seguito dell'emanazione del decreto si è proceduto alla cancellazione delle riserve di gas naturale relative ai campi situati entro il limite delle 12 miglia nautiche dalla costa (5,4 miliardi di metri cubi) e alla svalutazione di costi imputati all'attivo patrimoniale non più recuperabili (21 milioni di euro). Contro questo decreto l'Eni ha presentato ricorso straordinario al Presidente della Repubblica.

È stata avviata la produzione di gas naturale nei campi di Bonaccia, Anemone Nord e Barbara North West nell'offshore adriatico che hanno raggiunto complessivamente a regime 2 milioni di metri cubi/giorno.

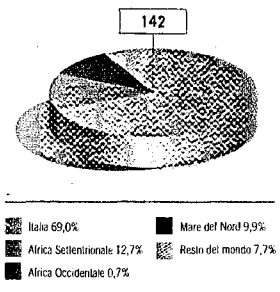
Africa Settentrionale In *Algeria*, a seguito di un precedente accordo per svolgere congiuntamente attività esplorativa, sono stati assegnati all'Eni dalla compagnia di Stato Sonatrach due blocchi nel deserto del Sahara (403b e 222). Inoltre l'Eni ha acquistato da due società petrolifere internazionali, per il corrispettivo di 127 milioni di dollari, le quote di partecipazione del 41,25% dei blocchi 401a e 402a adiacenti al blocco 403, dove l'Eni svolge il ruolo di operatore. A seguito delle acquisizioni, l'Eni ha aumentato le riserve recuperabili di 52,5 milioni di barili, di cui 8,8 di riserve certe. Le acquisizioni permettono di consolidare la presenza dell'Eni nel Paese e di realizzare sinergie con il migliore utilizzo delle infrastrutture produttive esistenti.

In *Egitto* è stato firmato un ulteriore accordo di commercializzazione del gas naturale della concessione di North Port Said per il collocamento sul mercato, a partire dal 2003, di 14 milioni di metri cubi al giorno. È stato firmato un ulteriore contratto di Production Sharing per il permesso esplorativo in acque profonde di North Bardawil nell'offshore del Mediterraneo. Sono state acquistate da una compagnia internazionale, per il corrispettivo di 60 milioni di dollari, le quote di partecipazione del 50 e del 25%, rispettivamente, nelle concessioni di Ashrafi e Nidoco, dove l'Eni già svolge il ruolo di operatore, con riserve recuperabili di circa 20 milioni di boe (di cui 7,6 di riserve certe). A seguito dell'acquisizione, l'Eni possiede il 100% della concessione di Ashrafi e il 75% di quella di Nidoco e la produzione in quota Eni è aumentata di 6 mila boe/giorno con effetto dal 1° giugno. È stata avviata la produzione nei giacimenti di gas naturale di Temsah/Karous, che ha raggiunto 0,25 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni.

Produzione di petrolio e condensati per area geografica nel 1999



Produzione di gas naturale per area geografica nel 1999

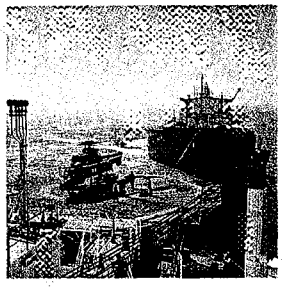


In *Libia*, a seguito dei contratti minerari precedentemente stipulati, sono stati sottoscritti gli accordi con la società di Stato libica National Oil Corporation per la commercializzazione di gas naturale e di idrocarburi liquidi che hanno consentito l'avvio dello sviluppo congiunto del giacimento a gas, olio e condensati di Wafa, situato a 550 chilometri a sud ovest di Tripoli, e della struttura C del permesso NC-41 situata nell'offshore mediterraneo a 110 chilometri a nord di Tripoli, con riserve recuperabili di circa 1,8 miliardi di boe (1.044 milioni di boe in quota Eni, di cui 687 di riserve certe). Il progetto congiunto prevede investimenti complessivi di 5,6 miliardi di dollari (3,0 in quota Eni) per la realizzazione delle infrastrutture a mare e a terra, per la posa di condotte che convoglieranno il gas e i condensati fino all'impianto di Mellitah, sulla costa libica, e per la posa di una condotta sottomarina da 32 pollici di circa 540 chilometri che collegherà Mellitah alla Sicilia. L'impianto a regime avrà un capacità di trattamento di 10 miliardi di metri cubi di gas/anno; 2 miliardi di metri cubi saranno destinati al mercato interno e 8 miliardi esportati in Italia, di cui 4 saranno forniti alla Edison Gas sulla base del contratto, della durata di 24 anni, stipulato nel febbraio 2000 con clausole di "take or pay", la cui operatività è prevista a partire dal luglio 2002.

Africa Occidentale In *Angola* l'ultima scoperta nel campo di Xikomba nell'offshore profondo a 1.000/1.500 metri di profondità d'acqua ha portato a circa 2 miliardi di barili le riserve recuperabili dell'intero Blocco 15 (quota Eni 20%). L'Eni, in veste di operatore con una quota del 40%, ha firmato un accordo di Production Sharing con la Sonangol (ente di Stato angolano) per l'esplora-

zione e la produzione del Blocco 25; il Blocco, situato in acque profonde da 600 a 2.500 metri a sud di Luanda, copre un'area molto promettente di circa 5 mila chilometri quadrati con temi geologici analoghi a quelli dei Blocchi 14 e 15. L'Eni ha avviato la produzione nel giacimento di Kuito, il primo a entrare in produzione nelle acque profonde angolane; il picco di produzione di 100 mila barili/giorno (17 mila in quota Eni) sarà raggiunto nella prima metà del 2000.

Nel marzo 2000 sono stati completati due pozzi di verifica nei giacimenti di Belize e Benguela, situati nel Blocco 14, che hanno erogato in prova, rispettivamente, 11 e 8 mila barili/giorno.



Cina - Shfkou. FPSO

In *Congo* sono entrati in produzione i campi di Djambala e Likalala/Kombi, con una produzione complessiva in quota Eni di circa 3 mila barili/giorno.

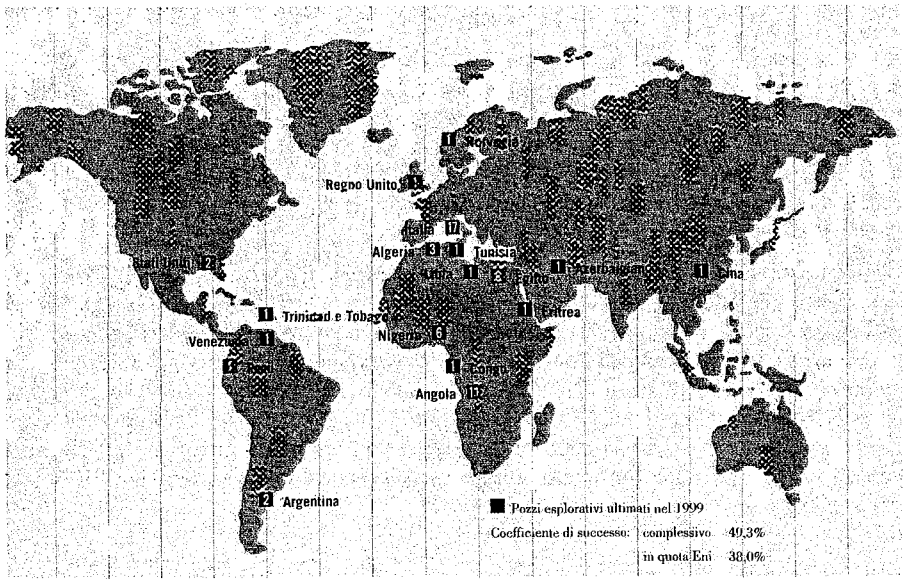
In *Nigeria* è stato rinnovato per un periodo di venti anni il contratto di servizio tra l'Eni, in veste di operatore, e la NNPC (ente di Stato nigeriano) per la concessione OML 116, che include il campo di Agbara. La società Nigeria LNG (quota Eni 10,4%) ha effettuato la consegna del primo carico di GNL destinato all'Enel. Proseguono i lavori di ampliamento dell'impianto di liquefazione di Bonny; l'autorizzazione per l'aggiunta di un terzo impianto di separazione dei prodotti consentirà di trattare ulteriori 3,8 miliardi di metri cubi di gas/anno rispetto a quelli attuali (7,6 miliardi di metri cubi).

Mare del Nord In *Irlanda* l'Eni ha acquisito, per la prima volta in veste di operatore, un permesso di esplorazione con una superficie di 1.524 chilometri quadrati che integra la propria presenza nelle acque profonde dell'Atlantico secondo una strategia mirata alla ricerca e allo sfruttamento delle potenzialità di quest'area.

In *Norvegia* è iniziata la produzione di petrolio nel campo di Asgaard (quota Eni 7,9%) con un livello di circa 110 mila barili/giorno (9 mila in quota Eni); si prevede che gli investimenti in corso consentiranno di iniziare la produzione di gas naturale entro il 2000. L'Eni, in qualità di operatore con una quota del 40%, ha acquisito due licenze esplorative riguardanti tre blocchi nell'offshore del Mare del Nord.

Nel *Regno Unito* sono entrati in esercizio tre nuovi campi a olio: Janice (quota Eni 18,22%), Renée (quota Eni 17,26%) e Pierce (quota Eni 3,73%) che hanno consentito di incrementare i livelli produttivi di circa 11 mila barili/giorno in quota Eni.

Resto del mondo In *Azerbaigian* la perforazione del primo pozzo nel campo di Shakh Deniz (quota Eni 5%) ha consentito di scoprire un rilevante giacimento di gas e condensati situato nel-



Attività esplorativa

l'offshore del Mar Caspio. Il pozzo ha erogato, da uno dei livelli rinvenuti, 1,0 milioni di metri cubi/giorno di gas e circa 2 mila barili/giorno di condensati. Il secondo pozzo è stato completato nel febbraio 2000.

In *Brasile* l'Eni ha firmato con l'Agenzia di Stato ANP quattro nuovi contratti di concessione per attività di esplorazione e produzione di idrocarburi nell'offshore profondo per il corrispettivo di 92 milioni di dollari. L'Eni svolgerà il ruolo di operatore (con quote dal 55 al 100%) in tre blocchi, per un totale di 14.166 chilometri quadrati, in acque profonde fino a 2.800 metri. La firma di questi contratti, che costituisce l'atto finale della prima gara internazionale per l'assegnazione di aree esplorative nell'offshore brasiliano, costituisce una svolta nella politica petrolifera del Brasile perché per la prima volta dopo quasi 50 anni viene consentita la partecipazione di compagnie straniere all'attività upstream nel Paese.

In *Cina* è entrato in produzione il campo HZ/32-5 nel sud del Mare Cinese. La produzione del campo è di 30 mila barili/giorno (circa 4 mila in quota Eni).

In *Croazia* è stata avviata la produzione della prima piattaforma a gas denominata "Ivana A" nell'offshore adriatico. Il giacimento, situato a una profondità d'acqua di circa 43 metri a 40 chilometri a ovest di Pola, ha riserve recuperabili stimate in 6,4 miliardi di metri cubi di gas naturale in quota Eni. Per lo sviluppo complessivo del campo Ivana è previsto un investimento di circa 190 milioni di dollari.

In *Ecuador* è entrato in produzione il campo a olio di Villano situato nel Blocco 10 nella foresta amazzonica. L'Eni, che già possedeva una quota del 40%, nel gennaio 2000 ha acquistato per il corrispettivo di 320 milioni di dollari il rimanente 60% divenendo operatore. Il campo di Villano ha riserve recuperabili in quota Eni di circa 119 milioni di barili (di cui 109 certe; di queste 43,6 milioni sono state iscritte nelle riserve al 31 dicembre 1999). Si prevede che la produzione del campo raggiungerà 38 mila barili/giorno nel 2001. Il campo di Villano è la prima attività di produzione petrolifera dell'Eni in America Latina, area geografica dove l'Eni intende rafforzare la posizione.

In *Iran* è stato stipulato insieme alla Elf, che svolgerà il ruolo di operatore, l'accordo con la National Iranian Oil Company per il potenziamento della capacità produttiva del campo a olio di Dorood situato nel Golfo Persico, prevalentemente nell'offshore dell'isola di Kharg. L'opera di potenziamento consentirà di aumentare le riserve recuperabili del campo dagli attuali 600 milioni a 1,5 miliardi di barili di petrolio. Il contratto, del tipo buy-back, prevede che i costi sostenuti dal Consorzio (quota Eni 45%) e la remunerazione del capitale di rischio vengano riconosciuti in dieci anni mediante una quota del petrolio estratto. Gli investimenti complessivi necessari al potenziamento del campo sono stimati in 540 milioni di dollari, di cui 250 in quota Eni.

In *Kazakistan* l'Eni ha firmato, insieme ai partner del campo di Karachaganak, un protocollo d'intesa con il governo kazaco per la costruzione di un oleodotto di 460 chilometri da Bolshoy Chagan ad Atyrau, sulla costa del Mar Caspio Settentrionale. L'oleodotto si connetterà con quello in costruzione da parte del Caspian Pipeline Consortium fra il Mar Caspio e il Mar Nero (quota Eni 2%) e consentirà di incrementare la produzione giornaliera di petrolio e condensati del campo di Karachaganak destinati all'esportazione dagli attuali 53 mila a 195 mila barili/giorno di petrolio e condensati entro il 2002.

Negli *Stati Uniti* sono stati acquisiti da una società petrolifera internazionale per il corrispettivo di 542 milioni di dollari il 32% del campo Europa e il 34% del campo Macaroni situati nell'offshore del Golfo del Messico a circa 1.200 metri di profondità d'acqua. Con questa acquisizione l'Eni, presente negli Stati Uniti dal 1966, ottiene un significativo miglioramento della sua posizione nel Golfo del Messico aumentando le riserve recuperabili di idrocarburi di circa 119 milioni di boe (di cui 73 certe). Alla fine del 1999 è stata avviata la produzione del campo Macaroni e nel gennaio 2000 quella del campo Europa. La produzione a regime dei due giacimenti, che si prevede di raggiungere nel 2000, sarà di 63 mila boe/giorno (18 mila in quota Eni).

GAS NATURALE

■ L'acquisizione della partecipazione del 33,34% nella Galp, l'iniziativa Blue Stream e l'acquisto della concessione per il servizio di distribuzione di gas naturale nell'area Nord Occidentale dello Stato brasiliano di San Paolo rappresentano un passo importante nella strategia di diversificazione geografica in mercati in espansione, anche per assorbire il potenziale di crescita che non potrà essere colto sul mercato domestico

■ Sono stati avviati i processi di cambiamento organizzativo e definiti gli obiettivi industriali coerenti con il quadro normativo che si sta delineando nel mercato del gas, per cogliere le nuove opportunità di diversificazione in campo europeo offerte dallo sviluppo atteso e dall'apertura della concorrenza nei mercati

■ L'accordo con Edison Gas per la fornitura a partire dal luglio 2002 di 4 miliardi di metri cubi/anno di gas proveniente dalla Libia degli 8 che l'Eni ha messo a disposizione degli operatori, il trasporto sulla rete dell'Eni di 8 miliardi di metri cubi di gas l'anno acquistati direttamente dall'Enel e di 2 miliardi acquistati direttamente dalla Edison Gas, gli sviluppi attesi del business della generazione di energia elettrica e la crescita prevista della domanda di gas creano le condizioni per un significativo sviluppo della concorrenza nel mercato del gas in Italia



			(milioni di €)
	1997	1998	**1999**
Ricavi (1)	9.985	9.625	**9.900**
Utile operativo	2.012	2.513	**2.580**
Investimenti	881	921	**906**
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	17.906	17.109	**16.475**

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

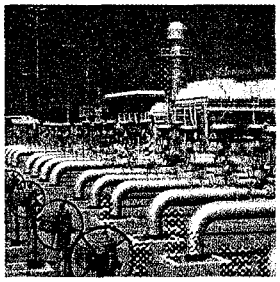
APPROVVIGIONAMENTO

Importazione Nord Europa. Posa del gasdotto

Per soddisfare il fabbisogno della distribuzione primaria dell'Eni in Italia, nel 1999 sono stati approvvigionati 60,58 miliardi di metri cubi di gas naturale, con un aumento di 4,33 miliardi di metri cubi, pari al 7,7%. Il maggior fabbisogno è stato coperto con l'incremento dei volumi approvvigionati dall'estero; il gas importato rappresenta il 73,3% (68,5% nel 1998). I maggiori volumi ritirati dall'Algeria (3,56 miliardi di metri cubi) e dalla Russia (2,40 miliardi di metri cubi) hanno compensato la minore disponibilità di gas naturale di produzione Eni. I contratti di importazione

di gas naturale, che generalmente hanno una durata iniziale compresa tra 20 e 25 anni e includono tutti clausole di "take or pay", assicureranno complessivamente dal 2008 circa 66 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (Russia 28,5, Algeria 21,5, Olanda 10 e Norvegia 6).

VENDITE



Italia - Manerbio. Centrale gas

Nel 1999 le vendite di gas naturale della distribuzione primaria in Italia (60,24 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 4,55 miliardi di metri cubi, pari all'8,2%, rispetto al 1998. Dal 1999 sono state classificate nelle vendite all'industria e alle società produttrici e distributrici di energia elettrica alcune vendite precedentemente allocate nel segmento dei produttori industriali di energia elettrica. L'aumento, calcolato a criteri di classificazione omogenei, ha interessato: (i) le vendite alle società produttrici e distributrici di energia elettrica (2,31 miliardi di metri cubi, pari al 39,8%), soprattutto per le maggiori vendite all'Enel; (ii) le vendite al settore civile (1,04 miliardi di metri cubi, pari al 4,3%) per effetto di una stagione invernale più rigida rispetto al 1998 e per l'aumento del numero dei clienti serviti; (iii) le vendite ai produttori industriali di energia elettrica (1,42 miliardi di metri cubi, pari al 40,5%). Le vendite al settore industriale risultano sostanzialmente allineate a quelle dell'esercizio precedente.

Le vendite di gas naturale della distribuzione secondaria in Italia (8,08 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,27 miliardi di metri cubi, pari al 3,5%, per una stagione invernale più rigida rispetto al 1998 e per l'incremento di circa 134 mila unità del numero dei clienti serviti attraverso le reti di distribuzione urbana (5,31 milioni di clienti al 31 dicembre 1999); in aumento (15 unità) anche il numero dei Comuni serviti (1.130 unità al 31 dicembre 1999). Nell'anno sono stati venduti 6,59 miliardi di metri cubi di gas naturale per usi civili (3,3% in più rispetto al 1998), equivalenti in termini di volume a circa il 27% del mercato della distribuzione secondaria ai consumatori finali in Italia, e 1,49 miliardi di metri cubi a clienti industriali non forniti dalla distribuzione primaria dell'Eni.

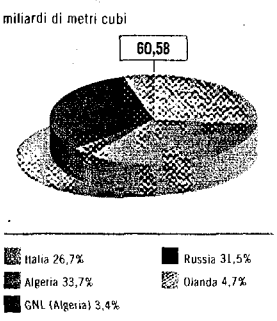
Proseguendo nella strategia di alleanze con i Comuni e con le società che gestiscono multiservizi per conto delle Amministrazioni locali, nel febbraio 2000 l'Eni ha stipulato un accordo con il Comune di Napoli per la gestione dei servizi di distribuzione del gas e dell'acqua da realizzarsi mediante la costituzione di una nuova società mista, cui sarà prorogata la concessione del servizio di distribuzione del gas fino al 2035.

Complessivamente le vendite dell'Eni ai clienti finali in Italia, comprese quelle effettuate mediante imprese di distribuzione controllate, sono state di circa 43 miliardi di metri cubi, pari al 62% dei consumi finali (al netto degli autoconsumi).

Nell'attuazione delle linee strategiche di incremento delle vendite all'estero è stato stipulato con Promgas, una joint venture paritetica tra Eni e Gazexport, un contratto ventennale per la consegna al confine italo-austriaco di 2 miliardi di metri cubi di gas naturale di provenienza russa.

Le vendite della distribuzione secondaria all'estero (2,67 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,06 miliardi di metri cubi, pari al 2,2%, per una stagione invernale più mite rispetto al 1998.

Approvvigionamento di gas naturale della distribuzione primaria in Italia nel 1999 per area geografica



Approvvigionamento di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

	1997	1998	**1999**
Italia	16,81	17,72	16,16
Algeria	16,02	16,83	20,40
Algeria (GNL)	1,89	1,99	2,06
Russia	13,75	16,69	19,09
Olanda	5,00	3,02	2,87
Distribuzione primaria in Italia	**53,47**	**56,25**	**60,58**
Distribuzione secondaria all'estero	**2,90**	**2,85**	**2,81**
	56,37	**59,10**	**63,39**

Con deliberazione 193/99 del 22 dicembre 1999 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha imposto una riduzione a partire dal 1° gennaio 2000 di 23,7 lire al metro cubo delle tariffe finali praticate dai distributori per la parte relativa alla componente di costo materia prima e ha imposto che i prezzi di cessione del gas naturale sottoposti a regime di sorveglianza vengano rinegoziati nel rispetto del criterio di aderenza ai costi. L'Eni e altri operatori del settore hanno fatto ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale Lombardia richiedendo l'annullamento della delibera.

TRASPORTI PER CONTO TERZI

Nel 1999 sono stati trasportati per conto terzi 11,29 miliardi di metri cubi di gas naturale, di cui 4,39 sul sistema estero, con un incremento di 1,32 miliardi di metri cubi pari al 13,2%. L'aumento è dovuto principalmente: (i) all'avvio dell'attività di trasporto per conto Enel (0,46 miliardi di metri cubi) a fronte degli accordi di swap tra Enel e Gaz de France che prevedono la rigassificazione presso il terminale di Panigaglia di GNL di provenienza algerina e il vettoriamento del gas naturale rigassificato e di quantitativi di gas naturale proveniente dalla Russia alle centrali termoelettriche dell'Enel (3,9 miliardi di metri cubi/anno a regime nel 2002); (ii) ai maggiori volumi trasportati per conto della Edison Gas (0,43 miliardi di metri cubi) a seguito degli accordi per la fornitura da parte dell'Eni di un servizio integrato comprendente il trasporto marittimo di GNL, la rigassificazione e il vettoriamento del gas rigassificato. Nel 1999 la quantità di gas trasportato per conto terzi in Italia hanno rappresentato circa il 10% di quelle complessive immesse sulla rete dell'Eni in Italia.

È stato stipulato con Edison Gas un accordo ventennale per il trasporto a partire dal 2000 di un miliardo di metri cubi di gas naturale di provenienza russa (2 miliardi a regime nel 2002), dal confine italo-austriaco alle centrali e alle reti approvvigionate da quest'ultima.

Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)

	1997	1998	1999
Civile (1)	22,34	24,21	25,25
Industria (2)	19,49	19,98	20,97
Produttori industriali di energia elettrica (2)	3,88	4,99	4,91
Società produttrici e distributrici di energia elettrica (2)	6,26	5,48	8,10
Altre (3)	1,17	1,03	1,01
Distribuzione primaria in Italia	**53,14**	**55,69**	**60,24**
Distribuzione secondaria all'estero	**2,79**	**2,73**	**2,67**
	55,93	**58,42**	**62,91**

(1) Vendite effettuate a imprese locali di distribuzione; sono incluse le vendite a piccole industrie con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno effettuate per il tramite di imprese di distribuzione secondaria.

(2) Dal 1999 sono state classificate nelle vendite all'industria e alle società produttrici e distributrici di energia elettrica alcune vendite precedentemente allocate nel segmento dei produttori industriali di energia elettrica. Gli effetti della riclassifica sui dati del 1998 sono i seguenti: maggiori vendite all'industria e alle società produttrici e distributrici di energia elettrica rispettivamente di 1,19 e 0,31 miliardi di metri cubi e minori vendite ai produttori industriali di energia elettrica di 1,50 miliardi di metri cubi.

(3) Comprende le vendite ai settori chimico e per autotrazione nonché le esportazioni.

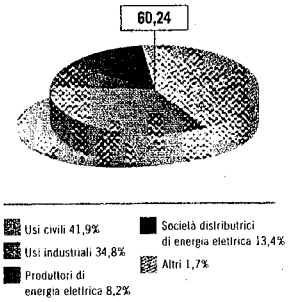
Volumi di gas naturale trasportati per conto terzi

(miliardi di metri cubi)

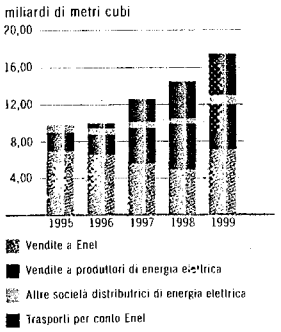
	1997	1998	1999
Italia	**4,35**	**6,07**	**6,90**
Enel	2,48	4,04	4,50
Terzi produttori/importatori	1,46	1,62	2,00
Transiti destinati all'estero	0,41	0,41	0,40
Estero (1)	**3,72**	**3,90**	**4,39**
	8,07	**9,97**	**11,29**

(1) Non considera i quantitativi destinati all'estero transitati nella rete italiana.

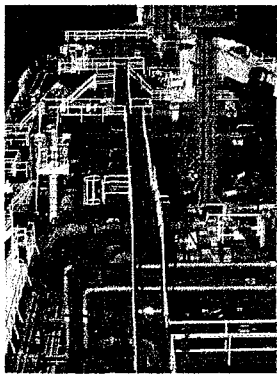
Vendite di gas naturale della distribuzione primaria nel 1999 per uso di destinazione



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



NUOVE INIZIATIVE ALL'ESTERO



Italia - Panigaglia. Metaniera "Portovenere"

L'Eni è impegnata in numerose iniziative di sviluppo all'estero nell'ambito della strategia di diversificazione geografica delle attività del settore Gas Naturale in mercati previsti in forte espansione per assorbire su altre aree il potenziale di crescita che non potrà essere colto sul mercato domestico.

Nel gennaio 2000 è stata definita l'acquisizione della partecipazione del 33,34% nella Galp, Petróleos e Gas de Portugal, per il corrispettivo di 964 milioni di euro. La Galp è una bolding energetica portoghese presente nel downstream petrolifero e nella distribuzione primaria e secondaria di gas naturale. In particolare con la controllata Gas de Portugal gestisce una rete di metanodotti ad alta pressione di 1.400 chilometri e distribuisce il gas tramite sei compagnie locali con circa 360 mila clienti e una rete di distribuzione secondaria di circa 4.600 chilometri. La Galp detiene una concessione per l'approvvigionamento, il trasporto e la distribuzione primaria di gas in Portogallo fino al 2028. L'Eni svolgerà il ruolo di partner strategico della Galp nello sviluppo congiunto di progetti industriali nell'approvvigionamento, trasporto e distribuzione di gas naturale. Con questa iniziativa l'Eni intende rafforzare il proprio ruolo nel mercato europeo del gas assumendo una posizione significativa nel mercato portoghese che presenta interessanti prospettive di crescita; sarà inoltre facilitato l'ingresso nel mercato spagnolo attraverso due infrastrutture strategiche, partecipate dalla Transgas (controllata Galp), quali il gasdotto transmaghrebino e il terminale di rigassificazione di Sines, in via di realizzazione, e per accrescere la presenza dell'Eni in America Latina, in particolare in Brasile.

È stata costituita la Blue Stream Pipeline Company BV, società di scopo paritetica tra Eni e Oao Gazprom, che finanzierà, costruirà e avrà la proprietà e la gestione del sistema di trasporto Blue Stream che collegherà, attraverso il Mar Nero, la costa russa a quella turca. Blue Stream Pipeline Company BV ha stipulato il contratto con Saipem SpA, Bouygues Offshore SA e un consorzio giapponese per la progettazione, l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione della sezione offshore del gasdotto Blue Stream. Il progetto riguarda la costruzione di una centrale e di due condotte sottomarine della lunghezza di circa 380 chilometri che saranno posate a una profondità massima di 2.150 metri e della stazione di compressione di Beregovaya, sulla costa adiacente al Mare d'Azov. Il gasdotto avrà una capacità di trasporto annua a regime di circa 16 miliardi di metri cubi di gas naturale di provenienza russa che saranno commercializzati congiuntamente da Eni e Gazprom in Turchia. L'intero progetto è supportato da un accordo intergovernativo tra Russia e Turchia che prevede, tra l'altro, alcune agevolazioni fiscali, già ratificato dal Parlamento russo, mentre deve essere ancora approvato da quello turco. A febbraio del 2000 sono iniziate le attività preliminari per i lavori di costruzione della prima condotta. Il trasporto del gas con la prima condotta avrà inizio nel 2001.

Nel febbraio 2000 è stata consolidata la presenza in Argentina con l'acquisto, per il corrispettivo di circa 180 milioni di euro, di: (i) una partecipazione del 51% nella società Inversora de Gas de Cuyana SA (già partecipata al 25%), che possiede a sua volta il 51% della società Distribuidora Cuyana; (ii) una partecipazione del 4,59% nella società Distribuidora Cuyana; (iii) una partecipazione del 21,6% nella società Distribuidora del Centro. Il trasferimento delle quote azionarie è subordinato all'ottenimento delle autorizzazioni delle autorità competenti. Distribuidora Cuyana e Distribuidora del Centro distribuiscono il gas rispettivamente nell'area di Mendoza e di Cordoba, con 700.000 clienti complessivi e 3,4 miliardi di metri cubi di gas naturale movimentato (di cui il 62% distribuito e il rimanente vettoriato). Con questa acquisizione l'Eni consolida la propria presenza nelle citate società delle quali possedeva partecipazioni di minoranza già dal 1992 a seguito della privatizzazione della Società energetica pubblica Gas del Estado.

L'Eni si è aggiudicata per il corrispettivo di 137 milioni di euro la concessione per il servizio di distribuzione del gas naturale nell'area Nord Occidentale dello Stato brasiliano di San Paolo. L'Eni gestirà la concessione per un periodo di trent'anni rinnovabile di altri venti, in collaborazione con Electricidade de Portugal che già detiene la società di distribuzione elettrica Bandeirante (circa 2 milioni di clienti) nell'area di San Paolo. È previsto lo sviluppo congiunto di progetti nel settore gas ed elettrico su un territorio di circa 160.000 chilometri quadrati (circa metà

del territorio italiano) attraversato dal gasdotto di recente costruzione Bolivia-Brasile, attualmente la fonte più importante di approvvigionamento di gas naturale dello Stato di San Paolo.

È stato firmato con la compagnia di Stato croata Ina un accordo quadro finalizzato alla realizzazione del progetto GEA (Gas Energy Adria), riguardante la realizzazione di un gasdotto della lunghezza di oltre 330 chilometri (di cui 130 nell'offshore) dall'Italia alla Croazia con possibilità di estensione ai paesi limitrofi, e di attività congiunte di trasporto e commercializzazione del gas. La capacità massima di trasporto del gasdotto è di 5 miliardi di metri cubi/anno. Attraverso questo sistema saranno trasportati a regime i 2,2 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale oggetto del contratto di fornitura stipulato con l'Ina, nonché eventuali ulteriori volumi di gas che saranno commercializzati congiuntamente. Lo sviluppo del settore gas in Croazia riceverà un forte impulso dalla costituzione di una nuova società del gas, partecipata al 51% da Ina e al 49% da un partner strategico, che avrà la proprietà e la gestione della rete di trasporto gas in Croazia, nonché le attività di approvvigionamento e vendita ai grandi clienti industriali e termoelettrici ed alle società di distribuzione locale.

Sono stati sottoscritti con la Palestinian National Authority diversi accordi di collaborazione nel settore energetico che prevedono, in particolare, lo studio di un progetto per l'importazione e lo sviluppo delle infrastrutture gas nella striscia di Gaza. La commercializzazione nel territorio palestinese sarà attuata con la fornitura di gas egiziano a una società mista Eni e Palestinian National Authority. Il progetto si inquadra negli accordi con l'Egpc (ente di Stato egiziano) per la realizzazione di un gasdotto che collegherà i campi del Mediterraneo, nell'area di Port Said, alla città egiziana di El Arish, al confine con la striscia di Gaza. È stato già completato il primo tratto relativo all'attraversamento del Canale di Suez del diametro di 42 pollici ed è in fase di costruzione il secondo tratto dal diametro di 36 pollici fino ad El Arish.

Nell'ambito degli accordi stipulati con la Depa (società di Stato greca per il gas naturale) sono in corso le attività di studio per la realizzazione di un gasdotto che colleghi la rete di distribuzione di gas naturale italiana a quella greca e la costituzione di una società mista per la commercializzazione di gas naturale dell'Eni sul mercato greco e in paesi limitrofi per un volume, a regime, di 3,5 miliardi di metri cubi/anno.

Con la Slovensky Plynarensky Priemysel (SPP), società di Stato slovacca per la distribuzione e il trasporto di gas naturale, è stato stipulato un Cooperation Agreement per lo sviluppo congiunto di un ciclo combinato nel sito di Lucenec nella Slovacchia centrale; in questo ambito è stato realizzato uno studio di prefattibilità ipotizzando tre possibili soluzioni di impianto: ciclo combinato da 175, 370 e 740 megawatt. È in corso la predisposizione dell'offerta a una società di trading interessata all'acquisto di energia elettrica dalla Slovacchia per la fornitura di elettricità nelle tre ipotesi suddette.

DECRETO DI ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA SUL GAS 98/30/CE

In data 14 febbraio 2000 è stato pubblicato dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri lo schema di decreto legislativo per il recepimento della Direttiva Gas in attuazione della legge di delega. Il testo è stato trasmesso alle Camere per l'espressione del parere da parte delle Commissioni Parlamentari competenti che dovranno esprimersi entro 60 giorni. Il Governo avrà un ulteriore mese per emanare il decreto definitivo.

Per le attività di trasporto e di distribuzione gestite dalla Snam SpA e dalle sue controllate lo schema prevede che fino al 31 dicembre 2002 saranno idonei (avranno diritto di accesso al sistema gas): (i) i clienti finali con una soglia di consumo superiore ai 200 mila metri cubi annui; (ii) tutte le aziende distributrici per il gas consumato dai propri clienti finali; (iii) i produttori di energia elettrica e i cogeneratori. Dal 2003 in poi tutti i clienti saranno idonei. Lo schema di decreto impone a ciascun operatore dal 1° gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010 quote massime riferite ai consumi nazionali sia per quanto attiene l'immissione nella rete nazionale di trasporto sia per quanto riguarda le vendite ai clienti finali (escluso quindi il gas venduto a rivenditori); le quote massime previste dallo schema di decreto sono, rispettivamente, il 70% e il 50%, calcolate al netto delle perdite e detratte le quantità di gas autoconsumato.

L'importazione è libera e soggetta ad autorizzazione del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato in caso di gas di provenienza extra-UE. Entro un anno dall'approvazione lo schema di decreto impone la separazione societaria di trasporto e dispacciamento da tutte le altre attività del settore. Lo stesso provvedimento vale per la distribuzione, intesa come gestione della rete di gasdotti locali, che non può essere svolta congiuntamente ad altre attività della filiera all'interno di una stessa società, eccetto per le società con meno di 100 mila clienti finali che svolgono unicamente le attività di vendita e distribuzione per un periodo limitato di anni. Per i restanti soggetti l'attività di vendita ai clienti finali è compatibile esclusivamente con le attività di importazione, esportazione e coltivazione. Per l'attività di distribuzione è prevista la concessione esclusivamente tramite gara. Le tariffe sottoposte alla regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sono sia le tariffe di vendita ai clienti non idonei sia le tariffe di trasporto, di dispacciamento e di distribuzione. Queste ultime saranno determinate entro il 1° gennaio 2001 dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in modo da assicurare una congrua remunerazione del capitale investito sulla base di criteri stabiliti dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Le regole e le modalità per la gestione e il funzionamento della rete (codice di rete) verranno predisposte dagli operatori e approvate dall'Autorità. Lo schema prevede la tutela degli obblighi di "take or pay", come previsto dalla Direttiva, nonché il principio di reciprocità; lo schema stabilisce infatti che le imprese di paesi UE possano vendere a clienti idonei italiani solo in caso in cui anche nel paese di provenienza il cliente verrebbe considerato idoneo.

Di seguito sono riportati gli aspetti più rilevanti connessi all'attività di coltivazione e stoccaggio gestita dall'Eni SpA: (i) sono previste norme volte a favorire lo sviluppo delle riserve nazionali di gas; (ii) l'attività di stoccaggio dovrà essere oggetto di separazione societaria da tutte le attività, ad eccezione del trasporto e dispacciamento dai quali deve avere una separazione contabile e gestionale, entro un anno dall'entrata in vigore del decreto e sarà svolta sulla base di concessioni di durata non superiore a venti anni rilasciate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Le concessioni di stoccaggio vigenti alla data di entrata in vigore del decreto saranno sottoposte alla disciplina prevista del decreto stesso, confermate per la loro originaria scadenza e includeranno le relative concessioni di coltivazione; (iii) viene confermata la necessità di costituire uno stoccaggio strategico in Italia; (iv) i titolari di concessioni di stoccaggio avranno l'obbligo di assicurare e fornire capacità di stoccaggio al servizio della produzione nazionale, per uso strategico e di modulazione agli utenti in modo non discriminatorio, compatibilmente con i programmi di manutenzione e gestione del proprio sistema di stoccaggio e con la capacità della rete di trasporto cui sono connessi gli impianti di stoccaggio; (v) l'onere dello stoccaggio strategico sarà posto a carico delle imprese importatrici da paesi extra-UE che dovranno, tra l'altro, disporre di capacità di stoccaggio strategico ubicate nel territorio nazionale nella misura del 10% della quantità di gas naturale importato in ciascun anno; (vi) lo stoccaggio di modulazione, dal 1° luglio 2003, sarà posto a carico delle imprese di vendita che dovranno disporre, tra l'altro, di servizi di modulazione adeguati alle necessità delle forniture; (vii) le tariffe per i servizi di stoccaggio saranno stabilite, entro il 1° gennaio 2001, dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sulla base dei criteri stabiliti dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato; (viii) le tariffe dovranno assicurare una congrua remunerazione del capitale investito tenuto conto del particolare rischio associato alle attività minerarie nonché incentivare gli investimenti per il potenziamento; (ix) sino al 31 dicembre 2000 le imprese che svolgono attività di stoccaggio dovranno transitoriamente determinare e pubblicare le tariffe applicate. Successivamente alla pubblicazione delle tariffe determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, le imprese dovranno procedere a compensazioni nei confronti degli utenti interessati, con riferimento al periodo di applicazione delle tariffe transitorie.

In sintesi lo schema di decreto proposto dal Governo, rispetto alla direttiva UE, da un lato anticipa il conseguimento di obiettivi, come la totale contendibilità sul versante della domanda, e dall'altro introduce limiti alla quota di mercato degli operatori e impone la separazione legale di alcune attività. Vengono invece confermate scelte consolidate come la salvaguardia dei contratti "take or pay" e la reciprocità con altri paesi.

L'Eni ha avviato i processi di cambiamento organizzativo e impostato gli obiettivi industriali in linea con il quadro normativo che si sta delineando nel mercato del gas per cogliere le nuove opportunità di diversificazione in campo europeo offerte dallo sviluppo atteso e dall'apertura di

ampi spazi di concorrenza dei mercati. In particolare, in previsione dell'apertura del mercato e per assicurare pari opportunità a tutti gli operatori garantendo la trasparenza e la neutralità nella gestione dei servizi, è stato avviato un profondo processo di riorganizzazione con la costituzione di due divisioni: "Rete Italia" e "Mercato", con l'obiettivo di realizzare una rigorosa separazione operativa e contabile delle attività di trasporto da quelle di approvvigionamento e vendita.

La posizione dell'Eni è favorevole allo sviluppo di una forte concorrenza nel settore del Gas Naturale in Italia e in Europa, dimostrata anche dalla recente decisione di mettere a disposizione di terzi tutti i quantitativi di gas naturale che arriveranno in Italia dalla Libia (8 miliardi di metri cubi, di cui 4 già destinati alla Edison Gas).

Il forte sviluppo atteso della domanda di gas in Italia, lo spazio di contendibilità lasciato dai contratti "take or pay" dell'Eni, gli effettivi quantitativi di gas già oggi disponibili da parte di operatori energetici creano condizioni favorevoli a un significativo sviluppo della concorrenza in Italia senza ledere l'integrità dell'Eni, la sua capacità competitiva e i diritti degli azionisti. L'Eni dispone delle capacità tecniche e professionali per competere in un mercato più aperto (processo che sarà facilitato dalla crescita della domanda), anche in relazione alle opportunità che si presenteranno con l'apertura dei mercati energetici europei, nel rispetto dei principi di reciprocità. Tuttavia, qualora il testo definitivo del decreto non si discostasse significativamente dallo schema attuale, è prevedibile che ne derivi un impatto negativo per l'Eni, in particolare a seguito dell'applicazione delle quote massime di mercato non previste in alcun altro Paese europeo.

INFRASTRUTTURE DI TRASPORTO E DI RIGASSIFICAZIONE

Nel 1999 la rete di gasdotti della distribuzione primaria in Italia è stata ulteriormente sviluppata; sono stati messi in esercizio 269 chilometri portando l'estensione totale della rete a 29.000 chilometri. A fine 1999 erano in esercizio in Italia infrastrutture di trasporto di gas naturale costituite da 20 centrali di compressione, 1.379 impianti dotati di sistemi di telemisura e 561 impianti di decompressione. Per il trasporto internazionale del gas l'Eni si avvale di diritti di trasporto su una rete di circa 3 mila chilometri, composta da tre sistemi ad alta pressione che trasportano il gas naturale dai punti di consegna ai punti di trasferimento al confine italiano.

Negli ultimi anni l'Eni ha effettuato rilevanti investimenti per espandere la rete internazionale di suo interesse con il raddoppio del gasdotto Transmediterraneo e con l'installazione di capacità di compressione addizionale per i gasdotti provenienti dalla Russia. È in corso il potenziamento della rete di importazione dal Nord Europa che consentirà di trasportare le quantità addizionali di gas naturale pattuite nei contratti di fornitura dall'Olanda e dalla Norvegia (complessivamente circa 10 miliardi di metri cubi) e il potenziamento dell'infrastruttura di importazione della Russia che consentirà di incrementare a regime (nel 2008) la capacità di trasporto di 8 miliardi di metri cubi all'anno.

Nel 1999 l'estensione della rete di gasdotti della distribuzione secondaria in Italia ha raggiunto i 96.991 chilometri (95.060 nel 1998); all'estero i 26.249 chilometri (26.916 nel 1998).

Nel 1999 il terminale di Panigaglia ha rigassificato l'equivalente di circa 3 miliardi di metri cubi di gas naturale. L'attività connessa agli accordi con l'Enel per lo swap con Gaz de France del gas acquistato da Enel in Nigeria consentirà di saturare la potenzialità di rigassificazione dell'impianto (circa 3,5 miliardi di metri cubi/anno).

INVESTIMENTI TECNICI

Nel 1999 sono stati effettuati investimenti per 906 milioni di euro (al netto dei contributi in conto capitale di 85 milioni di euro), con una riduzione di 15 milioni di euro rispetto al 1998. Gli investimenti nella distribuzione primaria (413 milioni di euro) hanno interessato in particolare lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto e distribuzione in Italia (393 milioni di euro), nonché il potenziamento del sistema di importazione dal Nord Europa e dalla Russia (20 milioni di euro). Gli investimenti nella distribuzione secondaria di 435 milioni di euro (314 nel 1998) hanno interessato principalmente lo sviluppo e l'estensione della rete urbana in Italia.

RAFFINAZIONE E MARKETING

■ È proseguita l'azione di ristrutturazione della rete in Italia con lo sviluppo della rete portante (le stazioni ad alto erogato e ad alto potenziale non oil) e con il miglioramento degli indici di efficienza

■ All'estero è in atto una strategia di sviluppo selettivo concentrando le risorse nelle aree di potenziale sviluppo (Centro Europa, Penisola Iberica e Brasile) e perseguendo il disimpegno dalle aree marginali. In questa ottica si inquadrano l'acquisizione della Galp e di 285 stazioni di servizio nell'area centrale del Brasile nei primi mesi del 2000 e la cessione delle partecipazioni nelle raffinerie in Tanzania e in Congo e di parte dell'attività di distribuzione in Africa

■ Le azioni di razionalizzazione hanno consentito di incidere ulteriormente sulla struttura dei costi; il progetto definito con la Esso di integrazione in un unico polo delle raffinerie di Priolo e Augusta si inquadra nella strategia di recupero di efficienza e di aumento della flessibilità del sistema di raffinazione



			(milioni di €)
	1997	1998	1999
Ricavi (1)	11.834	10.375	14.415
Utile operativo	578	730	478
Investimenti	495	586	524
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	18.440	18.406	17.061

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

Agip do Brasil - San Paolo. Stazione di servizio Avenida das Bandeirantes

APPROVVIGIONAMENTO E COMMERCIALIZZAZIONE

Nel 1999 sono stati acquistati 56,40 milioni di tonnellate di greggio (41,46 nel 1998), di cui 30,80 dal settore Esplorazione e Produzione, 14,90 dai paesi produttori con contratti a termine e 10,70 sul mercato spot. Il greggio acquistato proviene per il 28% dall'Africa Settentrionale, per il 24% dall'Africa Occidentale, per il 17% dal Medio Oriente, per l'11% dai paesi dell'ex Unione Sovietica, per il 10% dal Mare del Nord, per il 9% dall'Italia e per l'1% da altre aree. Sul totale delle quantità acquistate, 20,04 milioni di tonnellate sono state commercializzate (1,70 nel 1998); il rilevante incremento rispetto al 1998 è dovuto al trasferimento all'AgipPetroli SpA, a partire dal 1999, della quasi totalità dell'attività di commercializzazione dei greggi prevalentemente di produzione estera in precedenza svolta direttamente dal settore Esplorazione e Produzione. Sono stati inoltre acquistati 4,47 milioni di tonnellate di semilavorati (2,83 nel 1998) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 13,24 milioni di tonnellate di pro-

dotti (13,98 nel 1998), prevalentemente per la vendita sul mercato italiano a completamento delle disponibilità di produzione (5,3 milioni di tonnellate) e sui mercati esteri (6,5 milioni di tonnellate).

La riorganizzazione dell'attività di approvvigionamento e commercializzazione del greggio in un unico polo ha consentito una maggiore efficienza e flessibilità nelle attività di acquisto e vendita di greggi e una migliore integrazione con il sistema di raffinazione e con l'attività di trasporto via mare.

RAFFINAZIONE

A seguito della sensibile riduzione dei margini di raffinazione, che ha reso non remunerative le lavorazioni marginali a ciclo semplice, le lavorazioni in Italia e all'estero si sono ridotte del 4,7% (da 45,56 a 43,43 milioni di tonnellate) e si è modificato il mix di approvvigionamento sostituendo parte dei greggi con i semilavorati, con l'obiettivo del pieno utilizzo degli impianti di conversione. Le lavorazioni in conto proprio in Italia (37,30 milioni di tonnellate) registrano una flessione di 1,41 milioni di tonnellate, pari al 3,6%; la riduzione nelle lavorazioni di greggi (2,80 milioni di tonnellate) è stata parzialmente assorbita dal maggiore impiego di semilavorati (1,39 milioni di tonnellate). Il greggio lavorato è stato per il 33,6% di produzione Eni (32,3% nel 1998).

L'indice di utilizzo delle raffinerie italiane interamente possedute è stato del 96%, in flessione rispetto agli elevati livelli del 1998 (103%) a seguito della minore redditività delle lavorazioni.

È stato definito con la Esso Italiana un progetto finalizzato all'integrazione e alla razionalizzazione delle raffinerie di Priolo/Melilli dell'Eni e di Augusta della Esso. Il progetto prevede la costituzione nel corso del 2000 di una società, partecipata pariteticamente dai due soci, alla quale verranno conferiti gli impianti per la produzione di carburanti e combustibili delle raffinerie, che realizzerà in circa due anni gli adeguamenti necessari all'integrazione delle attività. È prevista la cessione alla Erg Petroli SpA di impianti per la produzione di benzine e di alcuni serbatoi. L'iniziativa consentirà di realizzare un polo di raffinazione avanzato, efficiente e integrato che sarà in grado di competere sul mercato internazionale e di fronteggiare i fattori di crisi strutturale del settore della raffinazione.

Sono state cedute le partecipazioni del 50% nelle raffinerie in Tanzania e nella Repubblica Democratica del Congo.



Italia - Priolo.
Petroliera armeggiata per scarico greggio

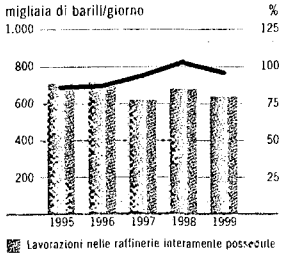
Disponibilità di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)

	1997	1998	1999
Italia			
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	31,10	34,05	32,00
Lavorazioni in conto terzi	(3,50)	(3,24)	(2,78)
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi (1)	8,00	7,90	8,08
Consumi e perdite	(2,00)	(1,94)	(2,07)
Prodotti disponibili da lavorazioni	**33,60**	**36,77**	**35,23**
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	6,75	5,74	5,45
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(4,20)	(6,51)	(5,23)
Prodotti venduti	**36,15**	**36,00**	**35,45**
Estero			
Prodotti disponibili da lavorazioni	**2,80**	**3,33**	**3,08**
Acquisti di prodotti e variazione scorte	8,45	8,35	8,06
Prodotti finiti trasferiti dal ciclo Italia	4,20	6,51	5,23
Prodotti venduti	**15,45**	**18,19**	**16,37**
Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero	**51,60**	**54,19**	**51,82**

(1) Include le lavorazioni sulla Raffineria di Milazzo.

Lavorazioni e grado di utilizzo delle raffinerie interamente possedute in Italia





AgipPetroli.
Punto vendita IP Aurelia

LOGISTICA

Nella logistica è proseguita l'implementazione del disegno strategico volto a costituire joint venture con i più importanti operatori petroliferi nazionali e internazionali con l'obiettivo di ridurre i costi, migliorare l'efficienza gestionale e favorire l'apertura al mercato. Nel 1999 sono state realizzate joint venture (due in Liguria e una a Venezia) con primari operatori che operano sul mercato nazionale.

DISTRIBUZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI

Le vendite di prodotti petroliferi (51,82 milioni di tonnellate) sono diminuite di 2,37 milioni di tonnellate rispetto al 1998, pari al 4,4%, in particolare all'estero (1,82 milioni di tonnellate) per le minori quantità disponibili per l'esportazione da lavorazioni in Italia conseguenti all'eliminazione di lavorazioni non economiche nello scenario di raffinazione del 1999.

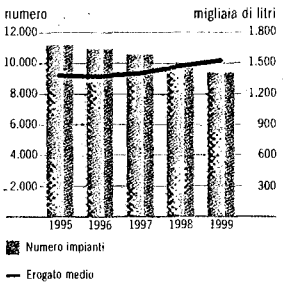
Vendite rete Italia

Nel corso del 1999, pur in presenza di un rallentamento del processo di razionalizzazione della rete italiana, l'Eni ha proseguito l'azione di ristrutturazione della propria rete chiudendo punti vendita marginali e sviluppando la rete portante (stazioni di servizio ad alto erogato e ad alto potenziale non oil).

Le vendite (11,85 milioni di tonnellate) hanno registrato una diminuzione di 0,17 milioni di tonnellate, pari all'1,4%; la quota di mercato è diminuita di circa un punto percentuale, passando dal 41,7 al 41,0%. Queste riduzioni sono dovute all'azione di ristrutturazione della rete (propria e convenzionata) e all'effetto delle cessioni di punti vendita alla Erg Petroli SpA nei primi mesi del 1998. L'erogato medio della rete è aumentato del 3,7%, passando da 1.475.000 a 1.530.000 litri. La politica del "Fai da te", sostenuta dalla campagna "Prezzi chiari", ha confermato i risultati positivi del 1997 e 1998, ed è stata estesa a un numero crescente di punti vendita.

Al 31 dicembre 1999 la rete di distribuzione era costituita da 9.425 punti vendita (di cui circa il 69% di proprietà), con una riduzione di 403 unità rispetto al 31 dicembre 1998 dovuta alla chiusura/cessione di 434 punti vendita, parzialmente assorbita dalla costruzione/acquisto di 31 punti vendita.

Impianti rete in Italia ed erogato medio



Vendite di prodotti petroliferi in Italia e all'estero

(milioni di tonnellate)

	1997	1998	1999
Rete (1)	12,09	12,02	11,85
Extrarete (1)	11,30	11,73	11,42
	23,39	**23,75**	**23,27**
Petrolchimica	5,97	5,75	5,38
Altre vendite (2)	6,79	6,50	6,80
Vendite in Italia	**36,15**	**36,00**	**35,45**
Rete	2,93	3,46	2,91
Extrarete	6,17	6,20	6,40
	9,10	**9,66**	**10,31**
Altre vendite (2)	6,35	8,53	6,06
Vendite all'estero	**15,45**	**18,19**	**16,37**
	51,60	**54,19**	**51,82**

(1) A partire dal 1999 è stato modificato il criterio di ripartizione delle vendite tra rete ed extrarete in Italia per tener conto esclusivamente dei prodotti venduti su punti vendita con marchi Agip e IP. I volumi del 1998 sono stati conseguentemente riclassificati.

(2) Comprende i carburanti per bunkeraggio, i consumi per produzione di energia elettrica e le vendite a società petrolifere.

Nell'ambito del progetto di sviluppo della presenza nell'e-commerce, è stata avviata l'iniziativa "buy and drive", un programma sperimentale per la vendita di lubrificanti e prodotti accessori per auto e motoveicoli. Attualmente il cliente può scegliere tra otto diversi mix di prodotti; l'ordine di acquisto, con relativo addebito su carta di credito, può essere inoltrato da qualunque postazione Internet in Italia e negli altri paesi dell'Unione Europea. Per lo sviluppo nell'e-business sono stati avviati i siti relativi all'AgipShipping, alla Multicard e all'Agip Trading, mentre è in corso di elaborazione il progetto per la vendita on line dei combustibili e lubrificanti per i bunkeraggi marina.

Per migliorare la qualità del servizio al cliente è stato intensificato il processo di automazione della rete; al 31 dicembre 1999, 4.800 punti vendita Agip e IP sono dotati di un sistema elettronico per la gestione delle carte di credito aziendali.

Per rispondere alle nuove sfide competitive il settore ha messo a punto il progetto per sviluppare sulla propria rete le attività di retail non oil (vendita di prodotti al pubblico, somministrazione) con modalità innovative rispetto al passato che permettono il massimo sfruttamento delle stazioni di servizio. Sono stati conclusi accordi con catene di supermercati e con fornitori di specialità regionali, di intrattenimento e di apparati telefonici e nel marzo 2000 è stato definito con la HRF Fini un accordo per lo sviluppo delle attività di ristorazione e vendita sulla rete Agip e IP in Italia. L'intesa, che sarà sottoposta all'Autorità garante della concorrenza e del mercato, prevede la partecipazione paritetica di Eni e Fini in una società che svolge attività grill con il diritto all'utilizzo ventennale del marchio Fini, ottenuto tramite un accordo tra la HRF e la Chiari e Forti, proprietaria del marchio. L'intesa costituisce un ulteriore passo nella strategia di sviluppo delle attività non oil in Italia sulla rete di distribuzione dell'Eni.



Agip do Brasil - San Paolo. Impianto di imbottigliamento gas Capuava

Vendite rete estero

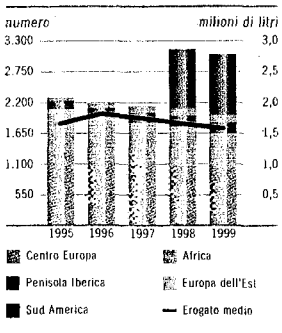
Le vendite di prodotti petroliferi sulla rete all'estero (3,91 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,45 milioni di tonnellate, pari al 13,0%, essenzialmente per l'acquisizione nel luglio 1998 della società brasiliana di distribuzione di prodotti petroliferi Companhia Sao Paulo de Petròleo SA (ora Agip Distribuidora SA) e, in minor misura, per le maggiori vendite nella Penisola Iberica e in Romania; questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla dismissione delle attività in Polonia e di parte delle attività in Africa (Sudan, Congo e Tanzania).

Al 31 dicembre 1999 la rete di distribuzione dell'Eni all'estero era costituita da 3.064 punti vendita (3.156 al 31 dicembre 1998) con una diminuzione di 92 unità, pari al 2,9%, dovuta al proseguimento della riorganizzazione della rete del Centro Europa (-37 punti vendita) e agli effetti del ridimensionamento della presenza in Africa e della dismissione della rete in Polonia (complessivamente -97 punti vendita), parzialmente assorbiti dallo sviluppo della rete in Brasile, nella Penisola Iberica e nell'Europa Orientale (+42 punti vendita).

Con l'acquisizione nel gennaio 2000 della partecipazione del 33,34% nella Galp (v. il paragrafo "Nuove iniziative all'estero" nell'andamento operativo del settore Gas Naturale) l'Eni raggiunge un'importante posizione nel mercato iberico coerentemente con la strategia di rafforzamento della propria presenza all'estero in aree di potenziale sviluppo. La Galp, attraverso la controllata Petrogal, è leader in Portogallo per la raffinazione, distribuzione e vendita di prodotti petroliferi. Petrogal possiede due raffinerie (con una capacità complessiva di 15,2 milioni di tonnellate l'anno) e una rete di vendita composta da 1.118 stazioni di servizio, con una quota di mercato del 43% e un erogato medio di 2,3 milioni di litri; detiene inoltre una quota di mercato del 43% nel GPL. La logistica Galp copre il 90% dell'attività del Paese. La Galp è la terza compagnia straniera in Spagna con una rete di 172 stazioni di servizio e una quota di mercato del 4%.

Nel febbraio 2000 è stato concluso un accordo con la Shell Brasil per l'acquisizione di 285 stazioni di servizio e sei depositi negli stati del Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Goias e Tocantins per il corrispettivo di 77 milioni di dollari. L'acquisizione consentirà all'Eni di aumentare di circa 500 mila tonnellate le proprie vendite di carburanti sui canali rete ed extrarete facendo salire dal 5 all'8% la propria quota di mercato nell'area centrale del Paese.

Estero: impianti rete ed erogato medio



Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

In presenza di una riduzione dei consumi nazionali del 6,8%, le vendite sul mercato extrarete in Italia (11,42 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,31 milioni di tonnellate, pari al 2,6%, riferite in particolare alle vendite di olio combustibile a uso industriale. La quota mercato aumenta di un punto percentuale (dal 23,4 al 24,4%) in relazione alla circostanza che la riduzione dei consumi nazionali ha riguardato essenzialmente il mercato dell'olio combustibile a uso termoelettrico dove l'Eni detiene una quota relativamente bassa (6,7% nel 1999; 5,7% nel 1998).

È proseguito il processo di razionalizzazione del comparto extrarete mediante una organizzazione strutturata per linee di business, in modo da aumentare la capacità di operare su mercati/prodotto molto differenziati, con particolare attenzione alle vendite dirette ai consumatori finali.

Le vendite alla petrolchimica (5,38 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,37 milioni di tonnellate, pari al 6,4%, a seguito della ridotta disponibilità di greggi paraffinici e delle fermate dei cracker di Gela e Priolo; le altre vendite (6,80 milioni di tonnellate) hanno registrato un incremento di 0,30 milioni di tonnellate, pari al 4,6%; dovuto alla ripresa delle vendite a società petrolifere sul mercato italiano che nel 1998, a causa degli elevati livelli di produzione dell'industria petrolifera italiana, erano state in larga misura sostituito da esportazioni.

All'estero le vendite sul mercato extrarete (6,40 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,20 milioni di tonnellate, prevalentemente in Spagna e in Brasile. Le altre vendite all'estero sono diminuite di 2,47 milioni di tonnellate, pari al 29,0% a seguito principalmente delle minori quantità disponibili per l'esportazione da lavorazioni in Italia conseguenti all'eliminazione di lavorazioni non economiche nello scenario di raffinazione del 1999 e del sensibile ridimensionamento dell'attività di bunkeraggio a Singapore (0,43 milioni di tonnellate) per l'interruzione del contratto di fornitura con il principale cliente.

Attività GPL

Le vendite sul mercato rete ed extrarete in Italia (0,87 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,08 milioni di tonnellate, pari all'8,4%. La quota di mercato è stata del 22,9%; quella relativa al solo GPL per autotrazione è stata del 28,3%.

Le vendite all'estero (1,93 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,13 milioni di tonnellate, pari al 6,3% a seguito della flessione delle esportazioni dall'Italia legata alla riduzione delle lavorazioni (0,20 milioni di tonnellate), parzialmente assorbita dall'aumento registrato sui mercati del Brasile e dell'Ecuador (0,07 milioni di tonnellate). La quota di mercato detenuta in Brasile e in Ecuador è stata, rispettivamente, del 22,2 e del 39,5% (21,9 e 35,8% nel 1998).

INVESTIMENTI TECNICI

Nel 1999 sono stati effettuati investimenti per 524 milioni di euro (al netto dei contributi in conto capitale di 5 milioni di euro), con una diminuzione di 62 milioni di euro rispetto al 1998. Gli investimenti nella raffinazione e nella logistica in Italia (172 milioni di euro) hanno interessato in particolare il miglioramento delle rese di produzione e la ristrutturazione degli impianti, nonché il rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente. Gli investimenti nella distribuzione di prodotti petroliferi sulla rete Italia (178 milioni di euro) sono stati finalizzati alla ristrutturazione e alla costruzione di nuovi impianti, nonché al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente. Gli investimenti all'estero, che rappresentano il 18% del totale, hanno interessato in particolare il potenziamento della rete in Europa (51 milioni di euro) e il comparto GPL in Brasile (24 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in materia di salute, sicurezza e ambiente sono stati di 110 milioni di euro (21% del totale).

PETROLCHIMICA

■ La crisi di mercato del settore petrolchimico europeo nel primo semestre e la crescita dei costi delle cariche petrolifere nella seconda parte dell'anno hanno determinato la flessione del 26% dei margini unitari dei principali prodotti

■ Proseguono le azioni di razionalizzazione e di recupero di efficienza per ridurre il livello di break-even. Sono in programma ulteriori azioni di disimpegno da siti produttivi non competitivi e da business non strategici



(milioni di €)

	1997	1998	1999
Ricavi (1)	4.985	4.948	4.096
Utile operativo	187	0	(362)
Investimenti	180	331	289
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	16.007	14.327	13.908

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

SCENARIO DEL MERCATO PETROLCHIMICO

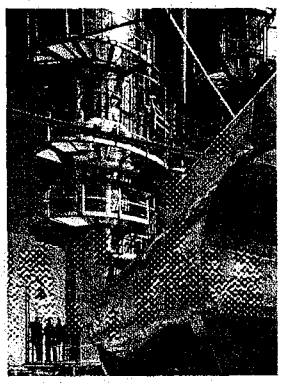
Regno Unito - Grangemouth. Stoccaggio butadiene

La debolezza del mercato europeo registrata nel 1998 si è accentuata nel corso del primo semestre del 1999 a causa soprattutto del persistere della crisi asiatica che ha determinato il ridimensionamento di importanti mercati di sbocco e dell'aumento dei flussi di importazione in Europa provenienti principalmente dagli Stati Uniti, dal Medio Oriente e dall'Estremo Oriente. I settori più colpiti sono stati le fibre artificiali e le materie plastiche.

Nella seconda parte del 1999 la ripresa economica in Europa e Asia ha determinato la sostanziale inversione di tendenza nella domanda di prodotti petrolchimici; tuttavia la redditività del settore non ha registrato un miglioramento apprezzabile a seguito della crescita dei costi delle materie prime petrolifere risultata più accentuata del recupero dei prezzi di vendita.

L'andamento negativo dello scenario ha accentuato i problemi strutturali del settore caratterizzato da un numero elevato di siti produttivi, alcuni dei quali lontani dai mercati, con dimensioni non ottimali e, conseguentemente, costi fissi più elevati rispetto ai maggiori concorrenti. Si impongono conseguentemente ulteriori interventi di razionalizzazione per concentrarsi su quei siti che grazie alla dimensione, alla vicinanza dei mercati di sbocco e alla qualità tecnologica delle

produzioni e degli impianti consentono di operare in condizioni di competitività. Nel 2000 proseguirà quindi il disimpegno dai business non strategici attraverso la cessione, la ricerca di accordi societari con altri soggetti presenti nei siti e la fermata degli impianti privi di redditività prospettica; alla fine del 1999 sono stati fermati gli impianti per la produzione di ABS di Ferrara e di ossido di etilene e glicoli di Gela. Si cercheranno inoltre alleanze internazionali al duplice fine di valorizzare i siti produttivi che presentano più elevate potenzialità di sviluppo e di partecipare al processo di consolidamento dell'industria.



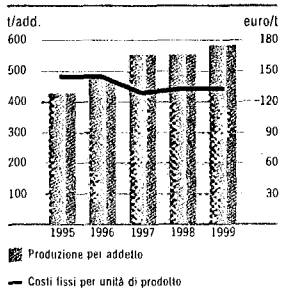
Italia - Priolo.
Impianto etilene

I prezzi dei principali prodotti dell'Eni hanno registrato rispetto al 1998 una flessione media di circa il 4%, più accentuata nei cloroderivati, nei polimeri e negli elastomeri per la debolezza dei settori di sbocco e per le tensioni sui mercati internazionali registrate nel primo semestre. In particolare le riduzioni di prezzo più significative hanno riguardato: (i) nella petrolchimica di base il caprolattame (20%) per il perdurare della crisi del mercato delle fibre, per l'eccesso di offerta e per la disponibilità di prodotto russo a prezzi più competitivi e la soda (15,6%) per l'eccesso di offerta che ha portato le quotazioni internazionali al minimo storico; (ii) nei polimeri il polistirolo espandibile (19,1%) per la politica di aumento delle quote di mercato perseguita dai produttori europei; (iii) negli elastomeri le gomme SBR (11,2%), per la pressione sui prezzi dovuta al calo delle quotazioni dei monomeri nella prima parte dell'anno, all'eccesso di capacità produttiva e all'ampia disponibilità di prodotto a prezzi più competitivi proveniente dall'Asia e dall'Est Europa, e le gomme termoplastiche (12%), che hanno beneficiato solo in misura parziale della ripresa dei prezzi nell'ultima parte dell'anno.

Il prezzo medio dell'etilene è rimasto invariato rispetto al 1998 a seguito del recupero registrato nel secondo semestre per la ripresa della domanda; gli aromatici hanno registrato un incremento del prezzo medio del 15,3%.

VENDITE - PRODUZIONI

Petrolchimica: produzione per addetto e costi fissi per unità di prodotto



Le vendite (5,6 milioni di tonnellate) hanno registrato un aumento di 85 mila tonnellate, pari all'1,5%, per la ripresa della domanda verificatasi nel secondo semestre che ha interessato principalmente i cloroderivati (14,3%), i polimeri (3,5%) e gli elastomeri (2,0%).

Al 31 dicembre 1999 la rete commerciale era presente in 29 paesi, con vendite localizzate, in termini di fatturato, per il 60% in Italia, per il 30% nel resto dell'Europa e per il rimanente 10% nelle Americhe e in Asia (rispettivamente 61, 30 e 9% al 31 dicembre 1998).

Le produzioni (8,3 milioni di tonnellate) sono rimaste sostanzialmente invariate rispetto al 1998; gli aumenti registrati nei cloroderivati (4,3%) e nei polimeri (0,9%) sono stati assorbiti dalle flessioni nelle altre produzioni della petrolchimica di base, principalmente a causa delle fermate di alcuni impianti per manutenzioni.

La capacità produttiva nominale complessiva è aumentata dell'1,8% rispetto al 1998 principalmente a seguito di alcuni aumenti di capacità degli impianti per la produzione di aromatici, di polimeri (MDI e HDPE) e di intermedi (ossido di propilene e fenolo). Il tasso di utilizzo medio

Principali prodotti

(migliaia di tonnellate)

	Disponibilità			Vendite		
	1997	1998	1999	1997	1998	1999
Petrolchimica di base	7.592	6.869	6.877	4.684	4.172	4.222
Polimeri	888	890	898	860	850	880
Elastomeri	544	532	523	537	510	520
Totale core business	**9.024**	**8.291**	**8.298**	**6.081**	**5.532**	**5.622**
Totale non core business	**33**	**3**	**0**	**32**	**5**	**0**
Consumi e perdite	(3.920)	(3.724)	(3.651)			
Acquisti e variazione rimanenze	976	967	975			
	6.113	**5.537**	**5.622**	**6.113**	**5.537**	**5.622**

calcolato sulla capacità nominale è diminuito di 1,3 punti percentuali (dal 73,1 al 71,8%); in particolare negli aromatici a seguito dell'avvio di nuova capacità a partire dal secondo semestre e nello stirolo a seguito della fermata per manutenzione programmata dell'impianto di Mantova.

Le materie prime petrolifere approvvigionate dal settore Raffinazione e Marketing hanno coperto il 67% del fabbisogno dell'esercizio (65,2% nel 1998).

Nel marzo 2000 è stata acquistata una partecipazione nella ChemConnect, società statunitense leader mondiale nel mercato della commercializzazione di prodotti chimici via Internet. La partecipazione consente di sviluppare le potenzialità offerte dall'e-commerce nella vendita dei prodotti della Petrolchimica.



Intermedi

Petrolchimica di base

In Europa l'Eni detiene forti posizioni competitive nell'etilene e nella catena cumene-fenolo e derivati.

Il principale utilizzo dei prodotti ottenuti dalla petrolchimica di base è all'interno dei cicli di produzione della stessa industria chimica come materia prima per la produzione di altri prodotti.

Le vendite della petrolchimica di base (4,2 milioni di tonnellate) sono aumentate di 50 mila tonnellate, pari all'1,2%. Gli incrementi più rilevanti hanno interessato: (i) i cloroderivati (101 mila tonnellate pari al 14,3%) per la forte ripresa dei consumi di PVC nel secondo semestre; (ii) gli intermedi (44 mila tonnellate, pari al 4,6%), in particolare il cicloesanone (55,9%) e il caprolattame (9,3%) per la graduale ripresa dei consumi di fibre da parte del settore automobilistico. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori vendite di olefine (49 mila tonnellate pari al 2,7%) per la flessione della produzione e di aromatici (47 mila tonnellate, pari al 6,6%), per la minore disponibilità di prodotto e per la minore commercializzazione di prodotti d'acquisto.

Le produzioni della petrolchimica di base (6,9 milioni di tonnellate) sono aumentate di 8 mila tonnellate; in particolare sono aumentate le produzioni di cloro-soda e dicloroetano per la ripresa della domanda. Le produzioni di olefine, aromatici e di stirolo sono diminuite a seguito delle fermate per manutenzioni programmate degli impianti, in particolare il cracker di Porto Marghera e l'impianto per la produzione di xiloli a Cagliari.

Il 52,5% della produzione è stata destinata al ciclo interno (53,9% nel 1998).

Polimeri

I più importanti polimeri prodotti dall'Eni sono i polistiroli e i poliuretani. I principali impieghi dei polimeri sono nell'industria automobilistica, nell'elettronica, negli imballaggi, negli elettrodomestici, nelle vernici e nelle calzature. L'Eni produce inoltre tecnopolimeri, leghe e blends di polimeri.

Circa il 70% delle materie prime utilizzate è di provenienza interna al settore.

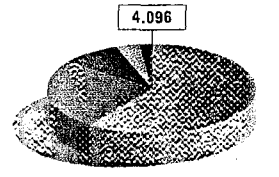
Le vendite di polimeri (880 mila tonnellate) sono aumentate di 30 mila tonnellate, pari al 3,5%. L'incremento ha interessato l'MDI (18,6%), per la crescita della domanda, principalmente nel settore delle costruzioni, che ha consentito di sfruttare la maggiore disponibilità di prodotto conseguente all'incremento della capacità produttiva dell'impianto di Brindisi, e il polistirolo espandibile (16,0%) per la riduzione dei flussi di importazione dal Far East connessa alla ripresa dei consumi in quell'area, alla flessione dei prezzi sul mercato europeo e all'apprezzamento del dollaro sull'euro.

Le produzioni di polimeri (898 mila tonnellate) sono aumentate di 8 mila tonnellate, pari allo 0,9%, in particolare l'MDI (31,8%) per l'incremento della capacità produttiva e il polistirolo espandibile (8,3%) per la ripresa delle vendite. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del TDI (9,9%) per le grandi manutenzioni programmate degli impianti.

È stato firmato con la Qatar General Petroleum Co Ltd, società petrolifera dello Stato del Qatar, un interim agreement per la realizzazione di uno studio di fattibilità per la costruzione in Qatar di un impianto di TDI della capacità di 100 mila tonnellate con l'impiego di tecnologie Eni. La scel-

Petrolchimica: fatturato del 1999 per area geografica

milioni di euro



Italia 60,2%
Americhe 4%
Resto dell'Unione Europea 25,2%
Asia 3,5%
Resto dell'Europa 5,3%
Altri paesi 1,8%

ta di localizzare l'impianto in Qatar si basa sulla disponibilità di materie prime e di energia a costi molto competitivi, sulla vicinanza geografica a mercati in forte crescita, nonché sulla positiva collaborazione decennale con la società Qatar Petrochemical Co (società controllata dalla Qatar General Petroleum Co Ltd) nella quale l'Eni possiede una partecipazione del 10%.

Elastomeri

L'Eni è leader europeo nella produzione di elastomeri, è presente in quasi tutti i settori e detiene una posizione di leadership nelle gomme e-SBR, BR e TPR. I principali mercati di sbocco sono rappresentati dall'industria automobilistica, dei cavi, degli adesivi e manifatturiera in genere. Circa il 60% delle materie prime è di provenienza interna al settore.

Le vendite di elastomeri (520 mila tonnellate) sono aumentate di 10 mila tonnellate, pari al 2%, con un andamento differenziato tra i diversi prodotti. I maggiori incrementi si sono avuti nelle vendite di gomme termoplastiche (22,6%), per la ripresa dei principali mercati di sbocco (in particolare l'edilizio e il calzaturiero) e di lattici (6,8%) per il positivo andamento del settore delle schiume stampate e di gomme polibutadieniche (2,5%), in particolare di Neocis per lo sviluppo della domanda degli pneumatici di nuova generazione "green tyre". Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalle minori vendite: (i) di gomme speciali (7,4%), in particolare l'EPR (10,3%), per il calo della domanda in Europa Occidentale e l'eccesso di scorte presso gli utilizzatori, e di gomme policloropreniche (9%) per la flessione dei consumi nel mercato europeo; (ii) di gomme SBR (5,1%) per la sostituzione del prodotto in emulsione con il prodotto in soluzione che è ancora in fase di sviluppo da parte dell'Eni.

Le produzioni di elastomeri (523 mila tonnellate) sono diminuite di 9 mila tonnellate, pari all'1,7%; la flessione nelle gomme speciali e nelle gomme SBR è stata parzialmente assorbita dalle maggiori produzioni di gomme termoplastiche (16,7%) per la ripresa della domanda.

Polimeri Europa

La Polimeri Europa Srl è una joint venture paritetica tra l'Eni e la Union Carbide Corporation divenuta operativa dall'aprile del 1995. Con una capacità produttiva annua di 2 milioni di tonnellate è co-leader in Europa nella produzione di polietilene (quota di mercato 13,3%). Le attività della Polimeri Europa Srl sono parzialmente integrate a monte attraverso la produzione di etilene; l'ulteriore fabbisogno è coperto prevalentemente attraverso acquisti dal settore Petrolchimica dell'Eni.

Le vendite dei prodotti della petrolchimica di base sono state di 309 mila tonnellate (295 nel 1998). Le vendite dei polimeri (1.450 mila tonnellate) hanno registrato un incremento di 111 mila tonnellate, pari all'8%, a seguito del miglioramento dell'andamento del mercato registrato nella seconda parte dell'esercizio.

Le produzioni della petrolchimica di base sono rimaste pressoché invariate (831 mila tonnellate rispetto alle 816 mila tonnellate del 1998). La produzione di polimeri (1.296 mila tonnellate) ha registrato una diminuzione di 19 mila tonnellate.

INVESTIMENTI TECNICI

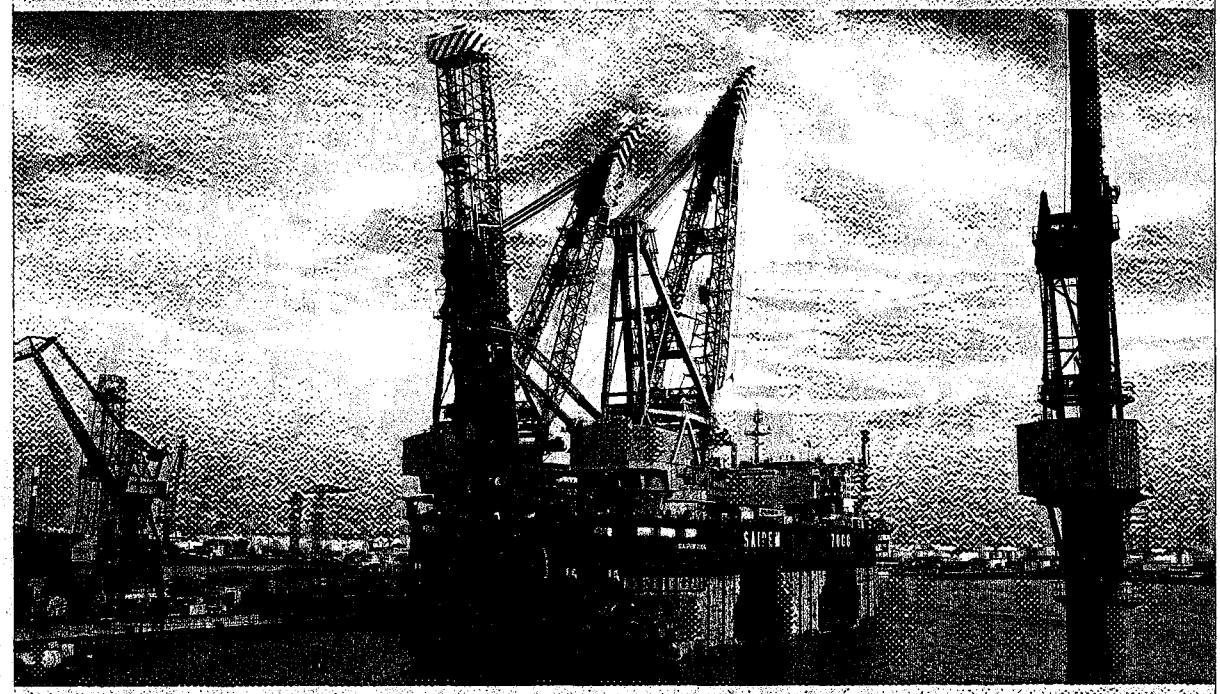
Nel 1999 sono stati effettuati investimenti per 289 milioni di euro (al netto dei contributi in conto capitale di 12 milioni di euro), con una diminuzione di 42 milioni di euro rispetto al 1998. Gli investimenti hanno interessato il potenziamento dell'impianto per la produzione di cumene e fenolo di Porto Torres (45 milioni di euro), il completamento dell'impianto turbogas da 120 megawatt a Ravenna (20 milioni di euro), il potenziamento dell'impianto per la produzione di paraxilolo a Priolo (16 milioni di euro) e degli impianti per la produzione di metaxilolo e di frazionamento della benzina riformata a Cagliari (complessivamente 17 milioni di euro).

Inoltre sono stati effettuati investimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente e per il mantenimento dell'affidabilità degli impianti (96 milioni di euro) e per l'introduzione del sistema informativo Sap R/3 (30 milioni di euro).

INGEGNERIA E SERVIZI

■ Le quotazioni del greggio, rimaste particolarmente depresse sino alla metà del mese di marzo, hanno indotto le Oil Company a ridurre drasticamente i progetti di esplorazione e a contenere o rinviare i progetti di sviluppo; il significativo recupero dei prezzi del petrolio, intervenuto dalla seconda metà di marzo, comporterà benefici a partire dalla seconda metà dell'anno 2000

■ Sono iniziate le attività di predisposizione dell'ingegneria del Progetto Blue Stream ed è imminente la stipula dell'Atto Integrativo della convenzione per l'affidamento al Consorzio Cepav Uno dei lavori per la costruzione della tratta ferroviaria ad alta velocità (TAV) Milano-Bologna



(milioni di €)	1997	1998	1999
Ricavi (1)	2.890	3.348	2.988
Utile operativo	169	198	149
Investimenti	237	354	425
Dipendenti al 31 dicembre (numero)	14.798	16.235	13.487

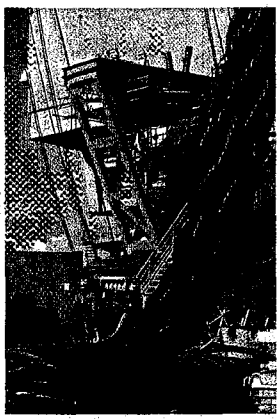
(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

ATTIVITÀ COMMERCIALE

Olanda - Rotterdam. Cantieri Saipem 7000

Lo scenario esterno ha determinato un drastico rallentamento del mercato in cui opera il settore Ingegneria e Servizi dovuto principalmente allo slittamento e alla riduzione dei piani di investimento delle compagnie petrolifere. Le acquisizioni dell'esercizio hanno registrato una flessione del 20,2% rispetto al 1998 che, tenuto conto dell'elevato giro d'affari sviluppato nell'esercizio, ha portato a una riduzione del 10% del portafoglio ordini (4.438 milioni di euro al 31 dicembre 1999, di cui l'86,4% riguardanti lavori da realizzare all'estero); il 10,9% del portafoglio ordini riguarda lavori assegnati da imprese dell'Eni. Nell'esercizio sono stati acquisiti ordini per com-

plessivi 2.588 milioni di euro (3.242 nel 1998), di cui l'83% riguardanti lavori da realizzare all'estero; il 18,2% degli ordini acquisiti riguarda lavori assegnati da imprese dell'Eni.



Olanda - Rotterdam. Cantieri Saipem 7000

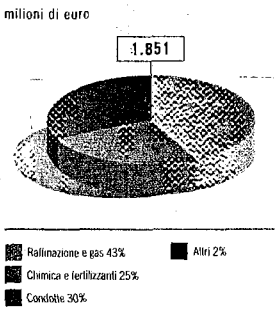
Al fine di una migliore penetrazione del mercato nell'attività *costruzioni e perforazioni*, sono stati conclusi due accordi di partnership, rispettivamente con un'impresa canadese sui sistemi di produzione galleggianti per acque profonde e con un'impresa algerina per le attività di perforazione terra.

Fra le acquisizioni più significative dell'esercizio sono da evidenziare:

nell'attività *costruzioni e perforazioni*: nell'area Costruzioni mare: (i) il progetto EPC (Engineering, Procurement and Commissioning) Blue Stream; (ii) il progetto Petronius, per il trasporto e l'installazione nel Golfo del Messico di un modulo deck di 3.800 tonnellate; (iii) l'accordo quadro per l'installazione di strutture e la posa di condotte nel Mare Adriatico per conto del settore Esplorazione e Produzione; nell'area Costruzioni terra: (i) la posa di due gasdotti tra Racthaburi e Wang Noi, in Tailandia, per complessivi 156 chilometri; (ii) l'installazione di condotte di collegamento del campo a gas di Khuff con i manifolds degli impianti esistenti a Uthmaniyah, Ain Dar e Shedgum in Arabia Saudita; (iii) il progetto "AG Gathering Pipelines Project - Obigbo Node Pipelines" in Nigeria, di tipo EPC, che prevede la realizzazione di un sistema di trasporto gas nella zona di Port Harcourt;

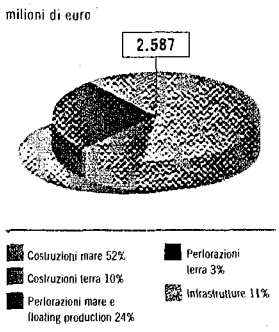
nell'attività *ingegneria*: nell'area Raffinazione e gas: (i) la realizzazione di una terza linea di liquefazione del gas naturale nell'ambito del progetto "LNG Bonny" in Nigeria; (ii) la costruzione chiavi in mano di un complesso di unità di frazionamento di gas naturale in Qatar che prevede la realizzazione di una condotta per il trasporto dei liquidi separati dal gas naturale attraverso la penisola del Qatar e il loro frazionamento per la produzione di etano e di altri prodotti destinati all'esportazione; nell'area Chimica e fertilizzanti: (i) il contratto per la realizzazione di un gruppo turboalternatore presso lo stabilimento di Ravenna del settore Petrolchimica; (ii) il contratto per la realizzazione di un impianto pilota per la produzione di ossido di propilene presso lo stabilimento di Ferrara del settore Petrolchimica.

Ingegneria: portafoglio ordini residuo al 31 dicembre 1999



Nel febbraio del 2000 l'attività *ingegneria* ha acquisito il contratto per la fornitura di tecnologia, ingegneria di base avanzata e supervisione alla costruzione e all'avviamento, previsto nel 2002, di un impianto di polietilene a Nanchino in Cina e a marzo del 2000, in joint venture su base paritetica con una società statunitense, il contratto per la costruzione e l'avviamento di un complesso petrolchimico nello stato di Rio de Janeiro in Brasile costituito da un impianto di etilene e da due linee di polietilene. Nel marzo 2000 è stato firmato il Protocollo di accordo definitivo che stabilisce gli elementi e le condizioni relative alla imminente stipula dell'Atto integrativo della convenzione per l'affidamento al Consorzio Cepav Uno (partecipato dall'Eni al 58,9%) dei lavori per la costruzione della tratta ferroviaria ad alta velocità Milano-Bologna. Il valore del contratto è di circa 4.700 milioni di euro.

Costruzioni e perforazioni: portafoglio ordini residuo al 31 dicembre 1999



ATTIVITÀ OPERATIVA

Nell'esercizio sono proseguiti i lavori per:

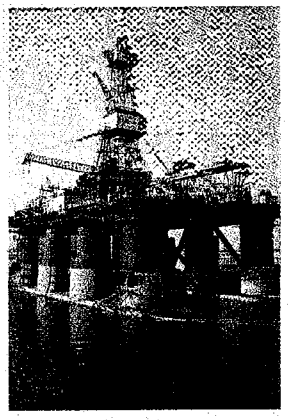
nell'attività *costruzioni e perforazioni*: nell'area Costruzioni mare: (i) la realizzazione di un terminale di prodotti petroliferi e criogenici e l'installazione di due ormeggi galleggianti temporanei

Ordini acquisiti e portafoglio ordini

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Ordini acquisiti			
Costruzioni e perforazioni	2.059	1.821	1.591
Ingegneria	1.790	1.421	997
	3.849	**3.242**	**2.588**
Portafoglio ordini			
Costruzioni e perforazioni	2.330	2.461	2.587
Ingegneria	2.834	2.470	1.851
	5.164	**4.931**	**4.438**

per il carico e lo scarico di petroliere collegati a mezzo di sealines in India (Jamnagar); (ii) il trasporto e l'installazione di una piattaforma mediante impiego del Saipem 7000 in Canada. Nell'area Costruzioni terra: (i) la realizzazione chiavi in mano del progetto "Muglad Basin Oil Development" in Sudan per la costruzione di sei stazioni di pompaggio, di un terminale di stoccaggio e di un sistema mono boa per il caricamento dell'olio; (ii) la realizzazione chiavi in mano del progetto "Hawiyah", in Arabia Saudita, per la posa di un sistema di gasdotti di diverse dimensioni di complessivi 583 chilometri e per la conversione in gasdotto di un oleodotto della lunghezza di 150 chilometri; (iii) la realizzazione del progetto EPC "Mega" (Argentina) per la costruzione di un impianto trattamento gas con relative condotte di collegamento, stazioni di pompaggio e impianto di stoccaggio. Nell'area Perforazioni mare e floating production sono proseguite le attività operative nell'offshore norvegese, in acque profonde, con l'impiego dello Scarabeo 5 e Scarabeo 6 nonché le attività dell'unità di floating production FPSO Firenze nel canale d'Otranto.



Scarabeo 7

nell'attività *ingegneria*: nell'area Raffinazione e gas: (i) lo sviluppo del centro gas e condensati di Karachaganak in Kazakistan; (ii) la realizzazione della raffineria di Ruwais e del complesso per il trattamento e il frazionamento del gas naturale di Asab in Abu Dhabi; (iii) la realizzazione del progetto grass-roots di Bonny per la liquefazione gas in Nigeria; (iv) l'impianto di processo gas naturale GPP-5/6 in Malesia. Nell'area Chimica e fertilizzanti: (i) la realizzazione del progetto fertilizzanti a Jose in Venezuela; (ii) la costruzione del più grande impianto di urea al mondo su singola linea a Bahia Blanca in Argentina; (iii) la realizzazione del complesso ammoniaca-urea a Nanchino in Cina; (iv) la realizzazione degli impianti di rigassificazione dei residui e di cogenerazione a ciclo combinato presso le raffinerie di Sarroch e di Priolo.

PROGETTO BLUE STREAM

Il 23 novembre 1999 (v. il paragrafo "Nuove iniziative all'estero" nell'andamento operativo del settore Gas Naturale) è stato firmato a Mosca il contratto per la progettazione, l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione della sezione offshore del gasdotto Blue Stream tra la costa russa e quella turca del Mar Nero. Il progetto riguarda la costruzione di una centrale e di due condotte sottomarine della lunghezza di circa 380 chilometri che saranno posate a una profondità massima di 2.150 metri e della stazione di compressione di Beregovaya, sulla costa adiacente al Mare d'Azov. In attesa dell'approvazione da parte del Parlamento turco dell'accordo intergovernativo, già ratificato da quello russo, sono iniziate la predisposizione dell'ingegneria di dettaglio, l'indagine approfondita dei fondali marini, nonché la finalizzazione e le prove delle attrezzature speciali necessarie alla posa delle due condotte. Il completamento dei lavori è previsto nel 2002.

INVESTIMENTI TECNICI

Nell'esercizio sono stati effettuati investimenti per 425 milioni di euro (al netto dei contributi in conto capitale di 2 milioni di euro), con un aumento di 71 milioni di euro rispetto al 1998, che hanno interessato in particolare l'attività *costruzioni e perforazioni* per la realizzazione della nuova nave di perforazione per alti fondali Saipem 10000, inaugurata ad aprile del 2000. La nave, dotata di doppio scafo con una capacità di stoccaggio di 140.000 barili, è progettata per l'esplorazione e lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi con pozzi in profondità fino a 10.000 metri e per operare in posizionamento dinamico in acque profonde fino a 3.000 metri, e consentirà all'Eni di consolidare la propria presenza in un settore in fase di espansione per la crescente richiesta di perforazioni in acque profonde. Gli altri investimenti, in linea con la strategia di potenziamento della flotta dell'area Costruzioni e perforazioni mare, hanno riguardato: (i) la realizzazione di una nuova nave per lo sviluppo di campi sottomarini con posizionamento dinamico dotata di gru per il sollevamento fino a 600 tonnellate e di un sistema per la posa verticale fino a una profondità di 2.000 metri; (ii) la conversione dello Scarabeo 7 da nave albergo "Floatel" a mezzo semisommergibile di perforazione adatto a operare in acque profonde fino a 1.200 metri e a perforare a oltre 7.000 metri di profondità; (iii) la conversione del Saipem 7000 in mezzo combinato che ne permetterà anche l'utilizzo nella posa "J" a elevate profondità.

RISORSE UMANE

Proseguendo nel suo impegno nella qualificazione e valorizzazione delle risorse umane, l'Eni ha riorganizzato le proprie attività formative per migliorarne la coerenza rispetto alle esigenze. La costituzione di una società per la formazione professionale ha favorito la ridefinizione dei contenuti didattici, riducendo la durata media



Italia - San Donato Milanese. Scuola Superiore Enrico Mattei

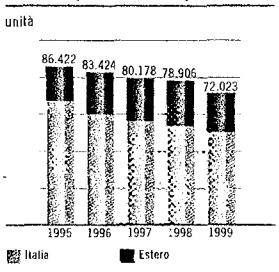
dei corsi ed elevando la qualità dei contenuti. Le partecipazioni del personale ai corsi sono state 126.000 (110.000 nel 1998); le ore di formazione sono state 1.415.000 (1.658.000 nel 1998), di cui 243.000 destinate alla formazione manageriale, con circa 19.000 partecipazioni. L'investimento nella formazione è stato di 63 milioni di euro, in linea con quello del 1998. Nell'ambito della crescente qualificazione delle risorse umane dell'Eni, le 718 assunzioni a tempo indeterminato effettuate in Italia nel 1999 (1.174 nel 1998) hanno interessato per la maggior parte laureati e diplomati (rispettivamente il 28 e il 62%); l'incidenza del personale laureato e diplomato sul totale dell'occupazione in Italia dell'Eni passa dal 59 al 61%.

Come previsto nell'ultimo accordo di rinnovo contrattuale del settore energia, è stato definito il nuovo sistema classificatorio, in vigore dal gennaio 2000, che prevede una struttura retributiva contrattuale funzionale al ruolo svolto e all'apporto individuale. Ciò potrà favorire l'introduzione di nuovi modelli organizzativi più flessibili, coerenti con gli sviluppi tecnologici e finalizzati al miglioramento della competitività aziendale. È stato anche definito l'accordo per il rinnovo della parte economica del contratto energia e chimico per gli anni 2000 e 2001 che prevede aumenti retributivi in linea con l'inflazione programmata.

L'esperienza quadriennale dei premi di partecipazione, con l'attribuzione di compensi variabili correlati ai risultati di redditività e produttività, ha consentito di migliorare la partecipazione dei lavoratori agli obiettivi di impresa e di consolidare nella cultura aziendale il concetto di flessibilità retributiva.

L'occupazione al 31 dicembre 1999 era di 72.023 unità, di cui 21.126 assunti all'estero, con una diminuzione di 6.883 unità rispetto al 1998, pari all'8,8%. La riduzione in Italia (3.407 unità) è dovuta principalmente alle risoluzioni di rapporti di lavoro (3.091 unità) e alle dismissioni effettuate (1.451 unità), parzialmente assorbite dalle assunzioni (1.222 unità). La riduzione all'estero (3.476 unità) è dovuta principalmente alle risoluzioni di contratti di lavoro a tempo determinato nel settore Ingegneria e Servizi (2.338 unità), connesse alla riduzione del livello di attività, alle razionalizzazioni nei settori Gas Naturale, Raffinazione e Marketing ed Esplorazione e Produzione e alle dismissioni di attività nella Raffinazione e Marketing.

Occupazione a fine periodo



Occupazione a fine periodo

(unità)

	1997	1998	1999
Esplorazione e Produzione	8.578	8.170	7.773
Gas Naturale	17.906	17.109	16.475
Raffinazione e Marketing	18.440	18.406	17.061
Petrolchimica	16.007	14.327	13.908
Ingegneria e Servizi	14.798	16.235	13.487
Altre attività	2.928	3.596	3.319
Attività in corso di dismissione	1.521	1.063	0
	80.178	**78.906**	**72.023**

RAPPORTI CON LE COMUNITÀ

Nel corso del 1999 l'Eni ha ulteriormente ampliato l'attività volta a consolidare gli stretti rapporti di cooperazione con le comunità dei paesi in cui opera al fine di promuoverne lo sviluppo socio-economico, nel pieno rispetto dei valori e delle tradizioni locali.



Città del Vaticano. Facciato della Basilica di San Pietro restaurata

SANITÀ

Nei paesi africani è proseguito l'impegno nella fornitura di attrezzature medico-ospedaliere e di medicinali atte a rafforzare le strutture sanitarie locali; in particolare in Angola è proseguita la fornitura di medicinali per il Dispensario del Bairro Operario e per l'Ospedale psichiatrico di Luanda. In Congo, in collaborazione con l'Ong Medicus Mundi International e il locale Ministero della sanità, sono stati portati a termine i lavori per la ristrutturazione dell'Ospedale di Talangai a Brazzaville che dispone ora di oltre 200 letti e delle più moderne attrezzature gestionali e di pronto intervento.

In Azerbaigian è stato avviato, in collaborazione con l'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS), un importante programma triennale di lotta alla malaria (Roll Back Malaria) comprendente attività di prevenzione, cura e formazione di personale specializzato ed è iniziato, in collaborazione con l'Unicef, il sostegno al progetto di riorganizzazione del locale sistema sanitario.

In Kazakistan sono stati completati i lavori di ampliamento dell'Ospedale per malattie infettive di Uralsk ed è proseguita la ristrutturazione del reparto di terapia del locale Ospedale Regionale; nella stessa regione di Uralsk, nel villaggio di Kaztalovka, è stato costruito un nuovo ospedale con oltre 150 letti, unica struttura sanitaria della zona e una delle più attrezzate del Kazakistan. Sempre in Kazakistan, a Fortshervenko nella zona del Caspio, l'Eni ha partecipato alla ristrutturazione della locale struttura ospedaliera.



Azerbaigian - Progetto per il controllo della malaria

È proseguito l'impegno dell'Eni nella promozione di collaborazioni e di interscambi tra le strutture sanitarie italiane e quelle dei paesi in cui opera, con l'obiettivo di migliorare la formazione medico-scientifica e di contribuire a realizzare migliori condizioni igienico-sanitarie di base.

INFRASTRUTTURE E INIZIATIVE SOCIO-AMBIENTALI

Le iniziative realizzate in campo sociale sono volte alla promozione del miglioramento della qualità della vita degli individui e delle comunità attraverso interventi mirati allo sviluppo e alla realizzazione di infrastrutture.

In Nigeria è continuato l'impegno a favore delle comunità presenti nell'area interessata dalle attività Eni; in particolare è proseguito l'importante progetto "Green River", un programma pluriennale di sviluppo agricolo avviato nel 1987 volto a migliorare le condizioni socio-economiche di oltre 130.000 persone delle comunità rurali del Delta del Niger che possono ora usufruire di appropriate tecnologie di coltivazione, di trasformazione dei prodotti agricoli e di sviluppo dell'itticultura. Sempre in Nigeria, è stata avviata la costruzione di una scuola nella regione di Romolumeni presso Port Harcourt.

In Congo, in accordo con le autorità locali, è proseguito il programma di realizzazione di sistemi fotovoltaici per l'alimentazione del pompaggio di acqua dal sottosuolo e per l'illuminazione delle strutture pubbliche di tre villaggi.

In Kazakistan è proseguito il programma di ammodernamento di quartieri popolari ed è stato dato sostegno alla realizzazione di un importante centro sportivo-congressuale nella città di Atyrau, sul Mar Caspio.

In Italia l'Eni, analogamente agli anni precedenti, ha contribuito alla campagna di vaccinazioni Unicef nei paesi in via di sviluppo. Con l'Unicef è stata concertata, come già nel passato, l'accoglienza di bambini azeri provenienti dai campi profughi presso le strutture di soggiorno estivo dell'Eni. Sempre nel campo degli interventi a favore dei bambini, è stata promossa, in collaborazione con l'Istituto Ospedaliero "Gaslini" di Genova, un'iniziativa volta alla promozione di attività ricreative per i bambini ricoverati con visite settimanali di clowns e animatori. Nell'ambito dell'attenzione alla tutela dell'ambiente, è proseguita l'adesione dell'Eni all'iniziativa Treno Verde di Legambiente per il monitoraggio del livello di inquinamento nelle città attraversate dal convoglio ambientalista.

CULTURA

Nel campo della cultura, si è concluso quest'anno il restauro della facciata della Basilica di San Pietro in cui l'Eni, partner tecnologico, ha impegnato per tre anni le sue strutture tecniche e scientifiche. I lavori, effettuati sotto la direzione della Fabbrica di San Pietro, hanno restituito alla maestosa facciata la luce e i colori originari. È proseguito l'impegno a favore di istituzioni musicali di prestigio come la Fondazione del Teatro alla Scala di Milano, l'Accademia di Santa Cecilia, con la quale è in atto una collaborazione consolidata, e il Ravenna Festival, la maggiore manifestazione musicale dell'estate italiana.

Nel campo delle partnership culturali è continuata la presenza dell'Eni alla stagione lirica e di balletto del Teatro dell'Opera di Roma e al Festival di Spoleto; in collaborazione con la Soprintendenza archeologica per il Lazio, l'Eni ha contribuito al restauro del Museo delle Navi Romane di Nemi.

È stato avviato un importante progetto volto alla valorizzazione della creatività industriale italiana del secondo dopoguerra con la sponsorizzazione del recupero dell'Archivio dei Brevetti del Design Industriale Italiano 1946/1966.

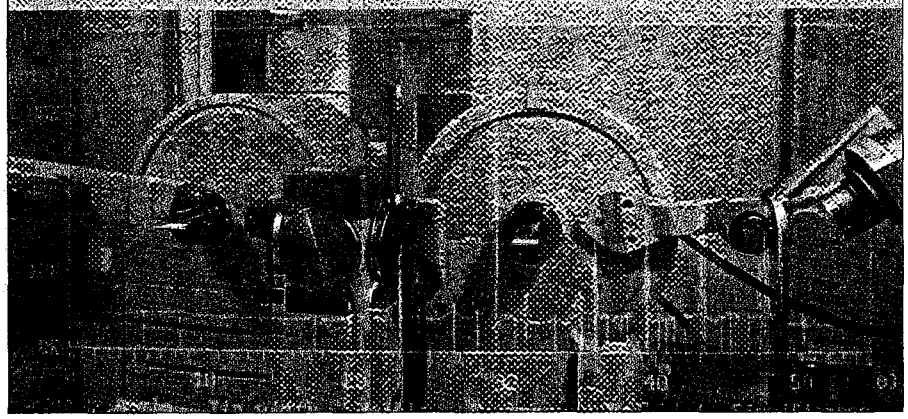
Sono state attuate numerose iniziative volte a valorizzare il patrimonio artistico, culturale e turistico dei paesi in cui l'Eni opera. Tra le più significative: i Campionati Europei Assoluti di Nuoto di Istanbul, la pubblicazione di un volume fotografico sul Kazakistan che illustra il Paese sotto l'aspetto culturale e sociale, il volume Libia Antiqua che raccoglie i risultati delle missioni archeologiche in Libia.

Nell'ambito del consolidato rapporto di collaborazione con la città di Novij Urengoi in Siberia sono state effettuate una serie di iniziative, tra cui un intervento di carattere umanitario costituito dalla distribuzione di beni di prima necessità a scuole, ospedali ed enti assistenziali e la promozione della pubblicazione "Un viaggio in Siberia", un racconto per immagini in bianco e nero dedicate ai volti e ai paesaggi del luogo scattate a Novij Urengoi dal regista Giuseppe Tornatore.

Importante è stato inoltre il contributo dato dall'Eni alla campagna di scavi archeologici svolta dal Centro Studi e Ricerche Ligabue di Venezia e dal CNRS francese in Kazakistan alle pendici dell'Altai; questa campagna ha portato al rinvenimento di importanti reperti destinati al museo di Almaty in fase di restauro conservativo. Sempre in Kazakistan, l'Eni ha contribuito alla realizzazione del Teatro dell'Opera e del Museo delle Scienze di Atyrau.

RICERCA SCIENTIFICA E TECNOLOGICA

Nel 1999 l'Eni ha investito nell'attività di ricerca scientifica e tecnologica 234 milioni di euro (232 nel 1998). A fine anno il personale impegnato nelle attività di ricerca era di 1.740 unità (1.858 al 31 dicembre 1998). L'attività eseguita ha consentito il deposito in Italia di 88 nuove domande di brevetto (70 nel 1998).



Italia - San Donato Milanese. Analisi di laboratorio

Nel corso dell'anno numerose tecnologie sono entrate in fase avanzata di sviluppo, tra le quali:

- una nuova metodologia, basata sulla sismica 4D, per il monitoraggio dei giacimenti in fase di produzione;
- una tecnica innovativa per la perforazione di pozzi orizzontali multilaterali;
- una tecnologia per la separazione dei gas acidi con membrane polimeriche;
- un sistema innovativo per la posa di condotte in alti fondali;
- nuove formulazioni di lubrificanti di lunga durata e nuovi prodotti, senza cloro, per la lavorazione dei metalli;
- una nuova tecnologia per la produzione del catalizzatore proprietario a base di titanio silicalite;
- il processo in massa continua per la produzione di polistirene espandibile;
- una tecnologia per l'abbattimento di inquinanti (diossine e furani) dai fumi di inceneritori.

Nel 1999 sono state inoltre applicate industrialmente, per la prima volta, le seguenti tecnologie messe a punto dalla ricerca interna:

- la tecnica 3D Post Stack Migration in grado di estendere in profondità le indagini sismiche, anche in presenza di elevate pendenze degli strati;
- una nuova metodologia di elaborazione dei dati sismici che consente di migliorare la qualità dei risultati e di ridurre significativamente i tempi di analisi;
- nuovi software e metodologie per la modellazione di bacini petroliferi;
- tecniche migliorate di caratterizzazione delle fratture a livello di pozzo;
- sistemi di perforazione di pozzi a diametro ridotto;
- nuove tecniche di monitoraggio strutturale di riserve di produzione basate sull'impiego di sensori a fibre ottiche;
- una tecnologia innovativa di additivazione per la formulazione di lubrificanti di elevate prestazioni e competitività.

A Ferrara è stata avviata la costruzione dell'impianto dimostrativo per la produzione di ossido di propilene con il nuovo processo via acqua ossigenata; a Ravenna è stato completato il progetto per la costruzione di un impianto che utilizza una nuova tecnologia per la produzione di 50.000 tonnellate per anno di dimetilcarbonato; è stata completata la progettazione industriale di un impianto per la produzione di gomme idrogenate con una tecnologia proprietaria.

PRINCIPALI LINEE DI RICERCA

Riduzione costi di ritrovamento e di recupero idrocarburi
Tecniche di prospezione ad alta risoluzione
Modelli di simulazione dei giacimenti (*)
Metodi per incrementare la produttività dei giacimenti (*)
Sistemi avanzati di perforazione
Tecnologie per acque profonde (*)

Performance dei processi e differenziazione dei prodotti
Controllo avanzato dei processi
Catalisi innovativa di polimerizzazione (*)

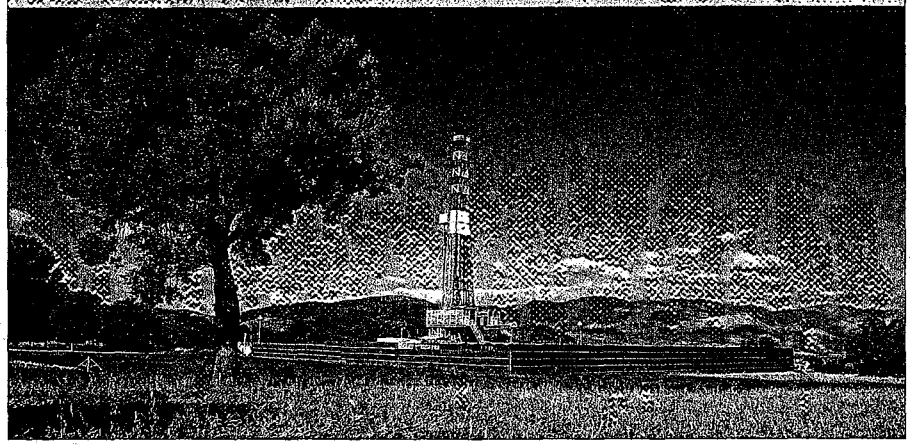
Valorizzazione dei feedstocks
Trasporto del gas in condotte su lunghe distanze (*)
Conversione del gas a prodotti liquidi (*)
Conversione dei greggi pesanti a prodotti leggeri (*)

Tutela dell'ambiente
Riformulazione di carburanti e lubrificanti (*)
Processi catalitici "puliti" (*)
Monitoraggio della qualità dell'aria (*)
Bonifica di terreni inquinati (*)

(*) Linee di ricerca sostenute con il contributo del Fondo Intersocietario per la Ricerca.

SALUTE, SICUREZZA E AMBIENTE

L'Eni SpA ha da tempo adottato un insieme di principi con l'obiettivo di garantire la sicurezza e la salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti, la salvaguardia dell'ambiente e la tutela dell'incolumità pubblica.



Impianto di perforazione con pannelli fonoassorbenti

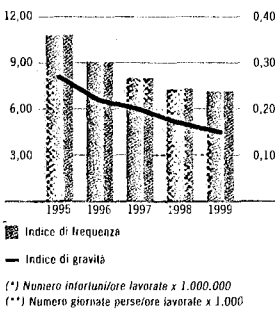
Il Rapporto Salute, Sicurezza e Ambiente, pubblicato annualmente, offre un quadro complessivo delle attività dell'Eni in termini di investimenti e spese correnti, di interventi organizzativi, di azioni di protezione ambientale e di prevenzione infortuni, di tutela della salute dei lavoratori, di andamento delle prestazioni ambientali e degli indici infortunistici.

Nel settore Esplorazione e Produzione sono state concluse le verifiche su salute, sicurezza e ambiente di 12 siti operativi in Italia e di rilevanti attività in Asia e in Africa. Nel 1999 è stata confermata la certificazione ISO 14001 del Sistema di Gestione Ambientale; sono state infatti effettuate due campagne di audit dall'Ente Certificatore, che hanno interessato 21 siti produttivi. È stato inoltre avviato un programma di bonifiche ambientali che riguarda complessivamente 26 siti dislocati nel territorio nazionale. L'unità di Radioprotezione e Radioecologia dell'Eni SpA, che svolge la propria attività per tutte le società di Gruppo ha ottenuto nel 1999 la certificazione ISO 9000.

Il settore Gas Naturale ha adottato nuove tecnologie per limitare l'uso del suolo e del sottosuolo nella fase di posa delle tubazioni e ha perseguito il contenimento dei consumi energetici e delle emissioni in atmosfera con l'installazione di turbine a gas ad elevato rendimento e con il ricorso a tecnologie e dispositivi a basse emissioni. Nelle attività di trasporto marittimo, l'utilizzo di navi a tecnologia avanzata consente di mantenere elevati standard di sicurezza e di tutela dell'ambiente.

Nel settore Raffinazione e Marketing hanno ottenuto la certificazione ambientale secondo lo standard ISO 14001 le raffinerie di Venezia e Livorno, lo stabilimento di Robassomero, i depositi di Venezia e Taranto, lo stabilimento lubrificanti di Venezia e l'attività oleodotti. Sono state avviate le attività volte alla certificazione di altri siti aziendali.

Indice frequenza infortuni (*) e indice di gravità (**)



(*) Numero infortuni/ore lavorate x 1.000.000
(**) Numero giornate perse/ore lavorate x 1.000

Nel settore Petrolchimica è proseguita la realizzazione del piano di audit ambientale a Porto Marghera e nei siti della Sardegna. Gli stabilimenti di Ferrara, Settimo Milanese, Cirò Marina e Grangemouth hanno ottenuto la certificazione ambientale secondo lo standard ISO 14001 aggiungendosi ai cinque già certificati in precedenza (Brindisi, Hythe, Mantova, Priolo e Szazhalombatta). Il sito di Mantova ha ottenuto la registrazione secondo il Regolamento europeo EMAS (Eco Management and Audit Scheme), la relativa procedura è stata avviata negli stabilimenti di Brindisi e Priolo.

A livello di Gruppo l'indice di frequenza infortuni 1999 è stato di 7,78; l'indice di gravità infortuni è stato di 0,20, con un leggero incremento rispetto al 1998, mantenendosi comunque su livelli molto contenuti rispetto ai valori medi dell'industria italiana.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

CONTO ECONOMICO

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Ricavi della gestione caratteristica	31.359	28.341	31.008
Altri ricavi e proventi	616	727	952
Costi operativi	(22.862)	(20.950)	(22.782)
Margine operativo lordo	**9.113**	**8.118**	**9.178**
Ammortamenti e svalutazioni	(3.768)	(4.308)	(3.698)
Utile operativo	**5.345**	**3.810**	**5.480**
Proventi (oneri) finanziari netti	(229)	(41)	10
Proventi netti su partecipazioni	59	396	89
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**5.175**	**4.165**	**5.579**
Oneri straordinari netti	(198)	(518)	(528)
Utile prima delle imposte e dello IAS 12 aggiornato	**4.977**	**3.647**	**5.051**
Effetto della prima applicazione dello IAS 12 aggiornato (1)		273	
Imposte sul reddito	(2.254)	(1.450)	(2.054)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	**2.723**	**2.470**	**2.997**
Utile di terzi azionisti	(80)	(142)	(140)
Utile netto	**2.643**	**2.328**	**2.857**

(1) Lo IAS 12 aggiornato, adottato per la prima volta a decorrere dal 1° gennaio 1998, prevede la rilevazione degli effetti fiscali differiti relativi a tutte le differenze tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i valori fiscalmente riconosciuti. Tenendo conto che parte delle differenze vengono meno nell'esercizio, l'effetto sull'utile netto nell'esercizio 1998 si riduce a 60 milioni di euro.

Il bilancio consolidato dell'esercizio 1999 chiude con l'utile netto di 2.857 milioni di euro, con un aumento di 529 milioni di euro rispetto al 1998, pari al 22,7%, dovuto principalmente: (i) all'aumento di 1.670 milioni di euro dell'utile operativo (43,8%); (ii) alla rilevazione di proventi finanziari netti di 10 milioni di euro (a fronte di oneri netti di 41 milioni di euro nel 1998) a seguito essenzialmente del conseguimento di proventi finanziari connessi al rimborso di crediti di imposta mediante assegnazione di CCT. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'aumento di 604 milioni di euro delle imposte sul reddito a seguito dell'incremento dell'utile prima delle imposte e di un punto percentuale del tax rate; (ii) dalla riduzione dei proventi netti su partecipazioni (307 milioni di euro) in relazione alla circostanza che nel 1998 vennero conseguite plusvalenze sulla cessione di azioni Saipem SpA e Nuovo Pignone SpA (380 milioni di euro); (iii) dalla circostanza che nel 1998 venne applicato per la prima volta il principio IAS 12 aggiornato (273 milioni di euro, 60 al netto delle imposte di competenza). Senza considerare l'impatto delle componenti non ricorrenti (oneri netti per 542 e 190 milioni di euro, rispettivamente nel 1998 e 1999) l'aumento dell'utile netto è di circa il 6%.

Principali indicatori di mercato

	1998	1999
Brent dated *(USD/barile)*	12,74	17,87
Margini di raffinazione *(USD/barile)**	2,16	1,41
Margine del cracker *(euro/tonn.)**	283	230
Cambio USD/€	1,115	1,067
Euribor** Euro a tre mesi	5,0	3,0

(*) Elaborazioni Eni.
(**) Nel 1998 Ribor - fino a tre mesi.

L'utile operativo (5.480 milioni di euro) aumenta di 1.670 milioni di euro, pari al 43,8%, a seguito principalmente: (i) dell'incremento dei prezzi in euro del petrolio equity (51,8%) dovuto alla ripresa delle quotazioni internazionali del petrolio registrata nella seconda parte dell'esercizio e, in minor misura, del prezzo del gas naturale equity (5,9%); (ii) della ripresa di valore, a seguito del miglioramento dello scenario energetico, delle scorte di petrolio, di prodotti petroliferi e petrolchimici e di alcuni asset minerari (complessivamente 247 milioni di euro di cui 113 riferiti ad asset minerari) a fronte delle svalutazioni rilevate nel 1998 in relazione al basso livello delle quotazioni del petrolio (complessivamente 676 milioni di euro, di cui 477 riferite ad asset minerari); (iii) della riduzione di costi (531 milioni di euro) connessa alle azioni di razionalizzazione (202 milioni di euro a valori costanti), in particolare nei settori Esplorazione e Produzione e Raffinazione e Marketing, e di dismissione effettuate (87 milioni di euro), nonché ai minori ammortamenti di ricerca esplorativa (242 milioni di euro); (iv) della crescita dell'8,2% dei volumi di gas naturale venduti dalla distribuzione primaria (4,55 miliardi di metri cubi) e del 13,2% dei volumi trasportati per conto terzi; (v) dei maggiori ricavi connessi all'adozione della

nuova metodologia di calcolo delle quote equity di idrocarburi in alcuni PSA (203 milioni di euro)[1]. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla rilevante riduzione dei margini unitari nei settori Raffinazione e Marketing e Petrolchimica, a seguito dei ritardi temporali nell'adeguamento dei prezzi di vendita ai rapidi aumenti dei costi di approvvigionamento, nonché, in minor misura, nel settore Gas Naturale, anche a seguito degli effetti dei rinnovi contrattuali effettuati nel secondo semestre del 1998; (ii) dalla diminuzione della produzione venduta di idrocarburi a seguito essenzialmente delle misure di contenimento della produzione decise dall'Opec; (iii) dalla riduzione dell'utile operativo nell'attività *costruzioni e perforazioni* (52 milioni di euro) connessa al minor livello di attività e alla riduzione delle tariffe; (iv) dalla flessione dei volumi di vendita dei prodotti petroliferi sui mercati rete ed extrarete in Italia.

Senza considerare l'impatto delle componenti non ricorrenti (oneri netti per 756 milioni di euro e proventi netti per 344 milioni di euro, rispettivamente nel 1998 e 1999), l'aumento dell'utile operativo è di circa il 13%.

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(milioni di €)

	1997	1998	**1999**
Esplorazione e Produzione	6.897	5.206	6.840
Gas Naturale	9.985	9.625	9.900
Raffinazione e Marketing	11.834	10.375	14.415
Petrolchimica	4.985	4.048	4.096
Ingegneria e Servizi	2.890	3.348	2.988
Altre attività	417	552	555
Attività in corso di dismissione	464	252	83
Elisioni di consolidamento	(6.113)	(5.065)	(7.869)
	31.359	**28.341**	**31.008**

I ricavi (31.008 milioni di euro) aumentano di 2.667 milioni di euro rispetto al 1998, pari al 9,4%, principalmente per la crescita dei prezzi in euro degli idrocarburi equity e dei prodotti petroliferi, nonché per i maggiori volumi venduti e trasportati per conto terzi nel settore Gas Naturale. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione della produzione venduta di idrocarburi, dalla flessione dei prezzi di vendita del gas naturale distribuito e dei prodotti petrolchimici, dalle minori vendite di prodotti petroliferi e dai minori livelli di attività nel settore Ingegneria e Servizi.

I ricavi del settore Esplorazione e Produzione (6.840 milioni di euro) aumentano di 1.634 milioni di euro, pari al 31,4%, a seguito: (i) dell'incremento dei prezzi in euro del petrolio equity (51,8%) dovuto alla ripresa delle quotazioni internazionali del petrolio registrata nella seconda parte dell'esercizio e, in minor misura, del prezzo del gas naturale equity (5,9%); (ii) dell'adozione della nuova metodologia di calcolo delle quote equity in alcuni PSA (203 milioni di euro); (iii) della maggiore commercializzazione di idrocarburi di acquisto (155 milioni di euro). Questi effetti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione della produzione venduta di idrocarburi. L'aumento del prezzo del gas naturale è risultato meno accentuato rispetto a quello del greggio a seguito dei meccanismi di indicizzazione del prezzo del gas naturale che comportano un ritardo temporale nell'adeguamento del prezzo; in particolare nel primo semestre 1999 il prezzo del gas naturale in Italia rifletteva la sensibile riduzione del prezzo del greggio che ha caratterizzato la parte finale del 1998 e il primo trimestre del 1999.

I ricavi del settore Gas Naturale (9.900 milioni di euro) aumentano di 275 milioni di euro, pari al 2,9%, per la crescita dei volumi venduti dalla distribuzione primaria (8,2%), dalla distribuzione secondaria in Italia (3,5%) e dai maggiori volumi trasportati per conto terzi (13,2%). Gli effetti della crescita dei volumi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del 4,8% dei prezzi uni-

(1) V. il paragrafo "Riserve di petrolio e di gas naturale" nell'andamento operativo del settore Esplorazione e Produzione.

tari di vendita in Italia, connessa principalmente alla riduzione delle quotazioni dei parametri energetici di riferimento registrata nella parte finale dell'esercizio 1998 e nel primo trimestre dell'esercizio 1999, e ai rinnovi di contratti di vendita intervenuti nel secondo semestre 1998.

I ricavi del settore Raffinazione e Marketing (14.415 milioni di euro) aumentano di 4.040 milioni di euro, pari al 38,9%, a seguito del trasferimento all'AgipPetroli SpA della quasi totalità dell'attività di commercializzazione dei greggi, prevalentemente di produzione estera, in precedenza svolta direttamente dal settore Esplorazione e Produzione (2.306 milioni di euro), della crescita dei prezzi in euro dei prodotti petroliferi (per la benzina super e il gasolio rete in Italia, rispettivamente del 17,2 e del 15,7%) e dalle maggiori vendite sui mercati rete ed extrarete all'estero (rispettivamente 0,45 e 0,20 milioni di tonnellate) connesse principalmente all'acquisizione in Brasile nel luglio 1998 della società di distribuzione di prodotti petroliferi Companhia Sao Paulo de Petròleo SA (ora Agip Distribuidora SA). L'impatto di questi fattori è stato parzialmente assorbito dalla flessione dei volumi distribuiti sui mercati rete ed extrarete in Italia (rispettivamente 0,17 e 0,31 milioni di tonnellate) e dalle minori vendite sul mercato internazionale (2,47 milioni di tonnellate) per l'eliminazione di lavorazioni marginali a ciclo semplice non più economiche nello scenario di raffinazione del 1999.

I ricavi del settore Petrolchimica (4.096 milioni di euro) aumentano di 48 milioni di euro, pari all'1,2%, a seguito essenzialmente dell'aumento dei prezzi dei prodotti petroliferi commercializzati e acquistati per conto terzi (135 milioni di euro), parzialmente assorbito dalla riduzione di circa il 4% dei ricavi medi unitari dei principali prodotti (108 milioni di euro).

I ricavi del settore Ingegneria e Servizi (2.988 milioni di euro) diminuiscono di 360 milioni di euro, pari al 10,8%, a seguito della flessione del livello di attività e dei prezzi registrato nelle *costruzioni e perforazioni*, in particolare nell'area Perforazioni a seguito dei minori investimenti delle major petrolifere e della rinegoziazione delle tariffe, e del minore volume d'affari realizzato nell'attività *ingegneria*, in particolare nelle aree Condotte e Raffinazione e gas.

I ricavi delle Attività in corso di dismissione (83 milioni di euro) diminuiscono del 67% a seguito del completamento del processo di disimpegno dalla metallurgia non ferrosa.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

Gli altri ricavi e proventi ammontano a 952 milioni di euro, con un aumento di 225 milioni di euro rispetto al 1998, pari al 30,9%, dovuto principalmente all'incremento dei proventi connessi: (i) alla ripresa di valore di alcuni asset minerari (111 milioni di euro); (ii) ai risarcimenti danni (33 milioni di euro), alle penalità contrattuali e relativi a rapporti commerciali (13 milioni di euro); (iii) alle locazioni e affitti d'azienda (11 milioni di euro).

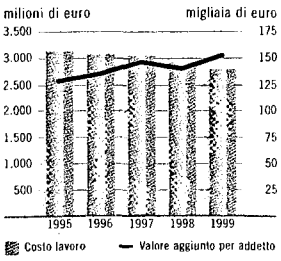
COSTI OPERATIVI

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	19.811	18.033	20.000
Costo lavoro	3.051	2.917	2.782
	22.862	**20.950**	**22.782**

I costi operativi (22.782 milioni di euro) aumentano di 1.832 milioni di euro rispetto al 1998, pari all'8,7%, principalmente per: (i) i maggiori volumi di gas naturale acquistati da terzi (4,33 miliardi di metri cubi, pari al 7,7%); (ii) l'aumento dei costi unitari di approvvigionamento delle materie prime petrolifere e petrolchimiche e dei prodotti petroliferi commercializzati e acquistati per conto terzi a seguito dell'andamento delle quotazioni internazionali del petrolio e del deprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro; (iii) la maggiore commercializzazione di idrocarburi d'acquisto (155 milioni di euro); (iv) i maggiori accantonamenti al fondo abbandono pozzi (24 milioni di euro). Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti da: (i) la riduzione dei costi unitari di approvvigionamento del gas naturale; (ii) le minori lavorazioni di petrolio sulle raffinerie di proprietà, parzialmente assorbite dai maggiori acquisti di semilavorati; (iii) la riduzione dei costi fissi connessa alle razionalizzazioni e alle dismissioni effettuate (289 milioni di euro) solo in parte assorbita dal-

Costo lavoro e valore aggiunto per addetto



l'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione; (iv) la ripresa di valore delle scorte (134 milioni di euro), essenzialmente di greggio e prodotti petroliferi, per adeguarle ai maggiori prezzi di mercato, a fronte della svalutazione di 199 milioni di euro rilevata nel 1998.

Il costo lavoro (2.782 milioni di euro) diminuisce di 135 milioni di euro rispetto al 1998, pari al 4,6%, a seguito principalmente della riduzione dell'occupazione media di circa 4.700 unità connessa alle azioni di razionalizzazione e di dismissione effettuate e alla riduzione del personale assunto a tempo determinato nell'attività *costruzioni e perforazioni* dovuta al minore livello di attività. Gli effetti delle riduzioni sono stati parzialmente assorbiti dalla crescita del costo lavoro unitario in Italia (1,4%), a seguito degli aumenti contrattuali e dei fattori gestionali (politiche retributive e aumenti periodici di anzianità), assorbiti in parte dalla riduzione della componente per straordinario; all'estero, gli effetti della dinamica salariale e del deprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro e della sterlina sono stati assorbiti dall'effetto dell'apprezzamento dell'euro nei confronti del real brasiliano.

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Esplorazione e Produzione	1.810	1.897	1.654
Gas Naturale	994	1.033	1.045
Raffinazione e Marketing	420	459	476
Petrolchimica	259	251	284
Ingegneria e Servizi	87	107	109
Altre attività	30	30	24
Attività in corso di dismissione	10	1	0
Totale ammortamenti	**3.610**	**3.778**	**3.592**
Svalutazioni	158	530	106
	3.768	**4.308**	**3.698**

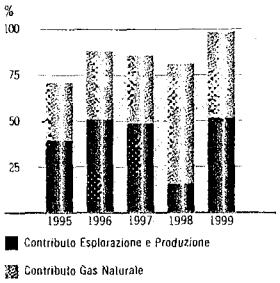
Gli ammortamenti e le svalutazioni (3.698 milioni di euro) diminuiscono di 610 milioni di euro rispetto al 1998, pari al 14,2%, di cui 424 riferiti alle minori svalutazioni dovute in particolare alla circostanza che nell'esercizio 1998 vennero effettuate svalutazioni di asset minerari per 477 milioni di euro a seguito del basso livello delle quotazioni del petrolio. La riduzione degli ammortamenti (186 milioni di euro) è dovuta principalmente ai minori ammortamenti di ricerca esplorativa (242 milioni di euro) per la maggiore selettività degli investimenti, parzialmente assorbiti dai maggiori ammortamenti dei settori Petrolchimica e Raffinazione e Marketing. L'aumento degli ammortamenti nel settore Petrolchimica è dovuto all'entrata in esercizio di nuovi investimenti (principalmente la centrale turbogas di Ravenna e il sistema gestionale Sap R/3); nel settore Raffinazione e Marketing, in particolare, al potenziamento della rete commerciale italiana e all'acquisizione dell'Agip Distribuidora SA.

UTILE OPERATIVO

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Esplorazione e Produzione	2.590	594	2.834
Gas Naturale	2.012	2.513	2.580
Raffinazione e Marketing	578	730	478
Petrolchimica	187	0	(362)
Ingegneria e Servizi	169	198	149
Altre attività	(138)	(168)	(199)
Attività in corso di dismissione	(53)	(57)	0
	5.345	**3.810**	**5.480**

Contributi dei settori Esplorazione e Produzione e Gas Naturale all'utile operativo dell'Eni



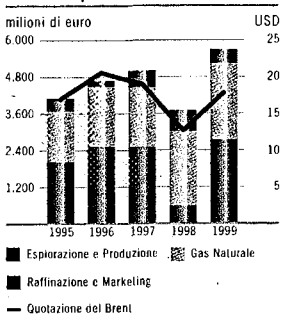
Esplorazione e Produzione

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 2.834 milioni di euro, con un aumento di 2.240 milioni di euro dovuto: (i) all'incremento dei prezzi in euro del petrolio equity (51,8%) a seguito della ripresa delle quotazioni internazionali del petrolio registrata nella seconda parte dell'esercizio e, in minor misura, del prezzo del gas naturale equity (5,9%); (ii) alla ripresa di valore di alcuni asset minerari (113 milioni di euro) a fronte delle svalutazioni rilevate nel 1998 (477 milioni di euro); (iii) alla riduzione degli ammortamenti di ricerca esplorativa (242 milioni di euro) per la maggiore selettività degli investimenti; (iv) all'adozione della nuova metodologia di calcolo delle quote equity in alcuni PSA (203 milioni di euro); (v) alla riduzione dei costi fissi (72 milioni di euro a valori costanti) connessa alle azioni di razionalizzazione effettuate. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti da: (i) la diminuzione della produzione venduta di idrocarburi; (ii) i maggiori accantonamenti al fondo abbandono pozzi (24 milioni di euro).

Gas Naturale

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 2.580 milioni di euro, con un aumento di 67 milioni di euro, pari al 2,7%, dovuto essenzialmente: (i) all'incremento delle vendite della distribuzione primaria (4,55 miliardi di metri cubi, pari all'8,2%) e secondaria in Italia e all'estero (0,21 miliardi di metri cubi); (ii) ai maggiori volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (1,32 miliardi di metri cubi, pari al 13,2%); (iii) alla riduzione dei costi fissi (11 milioni di euro a valori costanti) connessa alle azioni di razionalizzazione effettuate. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione del margine unitario nella distribuzione primaria connessa al diverso andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi del gas naturale (legato anche al differente periodo temporale previsto dai contratti) che ha determinato una riduzione dei prezzi di vendita maggiore rispetto ai costi unitari di approvvigionamento, all'effetto sui prezzi dei rinnovi dei contratti di vendita effettuati nel secondo semestre 1998 e alla modifica del mix di vendita per la maggiore incidenza delle vendite al settore termoelettrico.

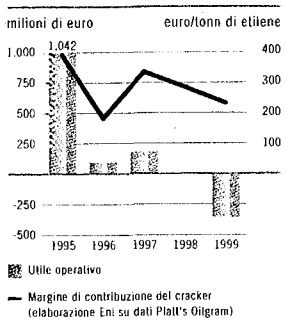
Utile operativo delle attività del petrolio e del gas naturale e quotazione del Brent



Raffinazione e Marketing

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 478 milioni di euro, con una riduzione di 252 milioni di euro, pari al 34,5%, dovuta essenzialmente: (i) alla flessione dei margini unitari dell'attività raffinazione in Italia e all'estero (circa 1 dollaro/barile, pari al 35%), connessa principalmente all'incremento del costo del greggio non interamente assorbito dall'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti, e del risultato della produzione di energia elettrica a seguito della contrazione dei margini dovuta al maggior costo dei combustibili impiegati non riflesso sulle tariffe; (ii) alla riduzione dei margini commerciali sul mercato rete ed extrarete in Italia dovuta essenzialmente allo scenario negativo e all'aumentata competitività del mercato; (iii) ai minori volumi di vendita in Italia sul mercato rete per la riduzione dei punti vendita e sul mercato extrarete per le minori vendite di olio combustibile al settore industriale; (iv) alla flessione dei margini dell'attività lubrificanti; (v) ai maggiori ammortamenti (17 milioni di euro) connessi in particolare al potenziamento della rete commerciale italiana e all'acquisizione dell'Agip Distribuidora SA; (vi) alle maggiori svalutazioni (17 milioni di euro) relative in particolare a punti vendita in Germania e in Austria. Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dalla ripresa di valore delle scorte di greggio e prodotti petroliferi (119 milioni di euro) a seguito dell'incremento dei prezzi di mercato, a fronte della svalutazione di 142 milioni di euro rilevata nel 1998; (ii) dai maggiori volumi venduti sul mercato rete all'estero, in particolare per l'acquisizione dell'Agip Distribuidora SA; (iii) dal miglioramento delle rese di produzione delle raffinerie; (iv) dalla riduzione dei costi fissi (81 milioni di euro a valori costanti) connessa alle razionalizzazioni e alle dimissioni effettuate.

Utile operativo della Petrolchimica e margine europeo del cracker



Petrolchimica

Il settore registra la perdita operativa di 362 milioni di euro a fronte del risultato operativo in pareggio del 1998. Il peggioramento è dovuto principalmente: (i) alla contrazione di circa il 26% dei margini unitari dei principali prodotti; (ii) alla svalutazione di impianti in esercizio (49 milioni di euro) per le minori prospettive di redditività e ai maggiori ammortamenti (33 milioni di

euro) per l'entrata in esercizio di nuovi investimenti (principalmente la centrale turbogas di Ravenna e il sistema gestionale Sap R/3); (iii) ai maggiori oneri ambientali (43 milioni di euro); (iv) al minor risultato della produzione di energia elettrica a seguito della contrazione dei margini dovuta al maggior costo dei combustibili impiegati non riflesso sulle tariffe. Questi fattori negativi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'aumento dei volumi di vendita (1,6%) registrato in particolare nella seconda parte dell'esercizio per il miglioramento del mercato; (ii) dalla riduzione dei costi fissi per le razionalizzazioni e le dismissioni effettuate (28 milioni di euro a valori costanti); (iii) dalla ripresa di valore delle scorte (6 milioni di euro) a fronte della svalutazione di 50 milioni di euro rilevata nel 1998. L'andamento dei margini unitari dei principali prodotti è risultato sfavorevole nel primo semestre per la crisi di mercato del settore e nel terzo trimestre per la crescita dei costi delle materie prime petrolifere superiore a quella dei prezzi di vendita, anche per effetto dell'apprezzamento del dollaro sull'euro. L'inversione di tendenza del ciclo petrolchimico europeo registrata nella seconda parte del 1999 ha determinato nel quarto trimestre un recupero dei margini dei prodotti nella petrolchimica di base, mentre non ha avuto effetti positivi sui margini dei prodotti a valle.

Ingegneria e Servizi

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 149 milioni di euro, con una diminuzione di 49 milioni di euro. L'utile operativo è riferito per 108 milioni di euro all'attività *costruzioni e perforazioni* (160 nel 1998) e per 41 milioni di euro all'attività *ingegneria* (38 nel 1998). La riduzione dell'utile operativo registrata nell'attività *costruzioni e perforazioni* è dovuta principalmente al rallentamento dei volumi di attività e alla rinegoziazione di tariffe di contratti già in portafoglio nelle aree Perforazioni terra e Perforazioni mare per la drastica riduzione dei progetti di esplorazione e il contenimento o il rinvio degli investimenti da parte delle "Oil Company".

Altre attività

Nelle Altre attività sono compresi i costi di struttura di Eni Corporate e delle società finanziarie, nonché i risultati operativi delle società assicurative, di servizi e della Tecnomare SpA. La perdita operativa ammonta a 199 milioni di euro, con un aumento di 31 milioni di euro rispetto al 1998 dovuta prevalentemente alla flessione dei margini nell'attività assicurativa a seguito di una maggiore sinistrosità.

Attività in corso di dismissione

Nel primo semestre 1999 sono state concluse le operazioni di disimpegno dall'attività operativa nella metallurgia non ferrosa; nel febbraio è stata effettuata la fermata produttiva dello stabilimento di Crotone e nel luglio è stato ceduto a terzi il polo metallurgico di Porto Vesme - San Gavino in Sardegna.

PROVENTI FINANZIARI NETTI

Nel 1999 sono stati conseguiti proventi finanziari netti per 10 milioni di euro a fronte di oneri netti per 41 milioni di euro sostenuti nel 1998. Il miglioramento è connesso ai proventi non ricorrenti realizzati (95 milioni di euro) a seguito del rimborso all'Eni SpA di crediti d'imposta mediante assegnazione di CCT, alla diminuzione dell'indebitamento finanziario netto medio (circa 400 milioni di euro) e alla flessione dei tassi d'interesse sul mercato europeo (Euribor 2 punti percentuali) e internazionale (Libor 0,1 punti percentuali), parzialmente assorbiti dai maggiori oneri per differenze cambio.

PROVENTI NETTI SU PARTECIPAZIONI

I proventi netti su partecipazioni di 89 milioni di euro (396 nel 1998) rappresentano il saldo tra proventi per 190 milioni di euro e oneri per 101 milioni di euro. I proventi riguardano principalmente gli utili conseguiti da imprese partecipate non comprese nell'area di consolidamento (171 milioni di euro), in particolare nel settore Gas Naturale (44 milioni di euro), nell'attività assicurativa (35 milioni di euro) e nell'attività *ingegneria* (24 milioni di euro), nonché la ripresa di va-

lore della partecipazione nell'EVC (13 milioni di euro). Gli oneri riguardano principalmente le perdite sofferte da imprese partecipate non comprese nell'area di consolidamento (96 milioni di euro), in particolare l'Albacom SpA (43 milioni di euro). La riduzione dei proventi netti di 307 milioni di euro è dovuta essenzialmente alla circostanza che nel 1998 vennero conseguite plusvalenze sulla cessione di azioni Saipem SpA e Nuovo Pignone SpA (380 milioni di euro).

ONERI STRAORDINARI NETTI

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Plusvalenze da cessioni	67	57	77
Altri proventi straordinari	76	78	26
Totale proventi straordinari	**143**	**135**	**103**
Oneri di ristrutturazione:			
- accantonamenti a fondi per rischi e oneri	(207)	(277)	(330)
- svalutazioni e minusvalenze	(38)	(183)	(169)
- incentivazione esodi	(77)	(129)	(110)
	(322)	**(589)**	**(609)**
Altri oneri straordinari	(19)	(64)	(22)
Totale oneri straordinari	**(341)**	**(653)**	**(631)**
	(198)	**(518)**	**(528)**

Le plusvalenze su cessioni (77 milioni di euro) riguardano essenzialmente la cessione: (i) dei rami d'azienda relativi all'attività alberghiera (33 milioni di euro) e ai servizi informativi (13 milioni di euro); (ii) di punti vendita della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia (17 milioni di euro); (iii) di alcune attività in Africa del settore Raffinazione e Marketing (5 milioni di euro); (iv) di immobilizzazioni materiali e di partecipazioni (9 milioni di euro).

Gli accantonamenti a fondi per rischi e oneri (330 milioni di euro) riguardano principalmente gli oneri a fronte della chiusura di alcuni siti e di ripristini ambientali nel settore Petrolchimica (170 milioni di euro), gli oneri per la liquidazione dell'attività della metallurgia non ferrosa (141 milioni di euro), nonché i rischi per garanzie prestate e gli oneri per impegni assunti a fronte di attività dismesse (19 milioni di euro).

Le svalutazioni e minusvalenze (169 milioni di euro) riguardano in particolare la svalutazione della raffineria di Priolo e di crediti nel settore Raffinazione e Marketing (102 milioni di euro) e la svalutazione di alcuni impianti e linee di produzione destinati alla chiusura nella Petrolchimica (67 milioni di euro).

Gli oneri di incentivazione all'esodo (110 milioni di euro) riguardano in particolare i settori Petrolchimica (44 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (37 milioni di euro) ed Esplorazione e Produzione (12 milioni di euro).

COMPONENTI NON RICORRENTI

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Svalutazioni asset	(158)	(530)	(106)
Rivalutazioni asset			113
Rivalutazioni (svalutazioni) scorte	(27)	(199)	134
Oneri per bonifiche (Raffinazione e Marketing)	(121)	(27)	
Maggiori ricavi per la nuova metodologia di calcolo della produzione nei PSA			203
Componenti non ricorrenti nell'utile operativo	**(306)**	**(756)**	**344**
di cui:			
- Esplorazione e Produzione	(81)	(484)	323
- Gas Naturale	(24)	(40)	(26)
- Raffinazione e Marketing	(177)	(177)	94
- Petrolchimica	(5)	(53)	(43)
- altre	(19)	(2)	(4)
Proventi (oneri) straordinari netti	(198)	(518)	(528)
Proventi finanziari non ricorrenti			95
Proventi non ricorrenti su partecipazioni	44	400	
Totale prima delle imposte	**(460)**	**(874)**	**(89)**
Effetto netto IAS 12 aggiornato		60	
Imposte (stima)	162	272	(101)
Componenti non ricorrenti dopo le imposte	**(298)**	**(542)**	**(190)**

Le componenti non ricorrenti nell'utile operativo (344 milioni di euro) rappresentano il saldo tra proventi operativi non ricorrenti di 450 milioni di euro e oneri operativi non ricorrenti di 106 milioni di euro. I proventi operativi non ricorrenti riguardano essenzialmente la rivalutazione ("ripresa di valore") delle scorte di greggio e di prodotti petroliferi e di alcuni asset minerari. Gli oneri operativi non ricorrenti riguardano essenzialmente la svalutazione di alcuni impianti petrolchimici a seguito delle minori prospettive di redditività e di altre immobilizzazioni (106 milioni di euro).

I proventi finanziari non ricorrenti (95 milioni di euro) riguardano i proventi derivanti dal rimborso all'Eni SpA di crediti di imposta mediante assegnazione di CCT.

Prima delle componenti non ricorrenti, l'utile operativo e l'utile netto registrano un aumento, rispettivamente, del 12,5 e del 6,2%.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le imposte sul reddito (2.054 milioni di euro) registrano un aumento di 604 milioni di euro rispetto al 1998 per la crescita dell'utile prima delle imposte e del tax rate (0,9 punti percentuali); quest'ultimo connesso essenzialmente al minor effetto delle incorporazioni effettuate negli esercizi precedenti.

Le imposte delle imprese estere operanti nel settore Esplorazione e Produzione ammontano a 627 milioni di euro, con un aumento di 514 milioni di euro rispetto al 1998 che riflette i maggiori prezzi degli idrocarburi e l'adozione della nuova metodologia di calcolo delle quote equity in alcuni PSA (203 milioni di euro).

UTILE DI TERZI AZIONISTI

L'utile di competenza di terzi azionisti (140 milioni di euro) diminuisce di 2 milioni di euro rispetto al 1998 a seguito della riduzione dell'utile conseguito dalla Saipem SpA, parzialmente compensato dall'aumento dell'utile conseguito dall'Italgas SpA.

STATO PATRIMONIALE

(milioni di €)

	31.12.1998	31.12.1999
Capitale immobilizzato		
Immobilizzazioni materiali	20.871	23.074
Immobilizzazioni immateriali	1.776	2.175
Partecipazioni	1.382	1.446
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.453	1.670
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(746)	(717)
	24.736	**27.648**
Capitale di esercizio netto	80	(1.221)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(356)	(411)
Capitale investito netto	**24.460**	**26.016**
Patrimonio netto	16.156	18.398
Interessi di terzi azionisti	1.234	1.351
Indebitamento finanziario netto	7.070	6.267
Coperture	**24.460**	**26.016**

Il capitale investito netto al 31 dicembre 1999 ammonta a 26.016 milioni di euro, con un incremento di 1.556 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 1998; il rapporto indebitamento finanziario netto/patrimonio netto passa dallo 0,41 del 31 dicembre 1998 allo 0,32.

Le immobilizzazioni materiali (23.074 milioni di euro) si riferiscono principalmente ai settori Esplorazione e Produzione (44,0%), Gas Naturale (26,6%), Raffinazione e Marketing (15,0%) e Petrolchimica (8,5%). Il fondo ammortamento e svalutazione (31.603 milioni di euro) rappresenta il 57,8% delle immobilizzazioni materiali lorde (57,4% al 31 dicembre 1998).

Gli impieghi in partecipazioni non consolidate (1.446 milioni di euro) riguardano principalmente la Polimeri Europa Srl per 202 milioni di euro (50% del capitale sociale), la Transmediterranean Pipeline Co Ltd per 96 milioni di euro (50%), la Nigeria Lng Ltd per 87 milioni di euro (10,4%), l'Albacom SpA per 85 milioni di euro (35%), la Superoctanos Ca per 79 milioni di euro (49%) e la Raffineria di Milazzo SpA per 78 milioni di euro (50%).

I crediti finanziari e i titoli strumentali all'attività operativa (1.670 milioni di euro) riguardano principalmente i finanziamenti concessi da imprese del settore Esplorazione e Produzione (711 milioni di euro), dalle società finanziarie nell'interesse di imprese dell'Eni (590 milioni di euro) e dalla Petrolchimica (290 milioni di euro, di cui 283 alla Polimeri Europa Srl).

Il capitale di esercizio netto si analizza come segue:

CAPITALE DI ESERCIZIO NETTO

(milioni di €)

	31.12.1998	31.12.1999
Rimanenze	2.442	2.626
Crediti commerciali	6.076	7.486
Crediti verso l'Amministrazione finanziaria	2.561	1.466
Debiti commerciali	(3.517)	(4.200)
Debiti tributari	(1.791)	(2.672)
Fondi per rischi e oneri (1)	(4.709)	(5.507)
Altre attività e passività di esercizio (2)	(982)	(420)
	80	**(1.221)**

(1) Include, tra l'altro, il fondo imposte differite per 1.448 milioni di euro (1.169 nel 1998), il fondo smantellamento e ripristino siti per 1.479 milioni di euro (1.264 nel 1998) e la riserva sinistri e premi di compagnie di assicurazione per 604 milioni di euro (495 nel 1998).

(2) Comprendono crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa per 780 milioni di euro (463 nel 1998).

I debiti finanziari e obbligazioni ammontano a 9.551 milioni di euro, di cui 4.799 a breve termine e 4.752 a medio lungo termine. Il 68% è denominato in euro, il residuo 32% principalmente in dollari. L'indebitamento finanziario netto ammonta a 6.267 milioni di euro, con una riduzione di 803 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 1998.

INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(milioni di €)

	31.12.1998	**31.12.1999**
Debiti finanziari e obbligazioni	9.465	9.551
Disponibilità liquide	(779)	(1.212)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(1.204)	(1.730)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(389)	(343)
Altro	(23)	1
	7.070	**6.267**

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO E VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

(milioni di €)

	1997	1998	**1999**
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	2.723	2.470	2.997
a rettifica:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	4.056	4.468	3.869
- plusvalenze nette su alienazioni di attività	(185)	(443)	(60)
- dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte sul reddito	2.706	1.743	2.618
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	**9.300**	**8.238**	**9.424**
Variazione del capitale di esercizio	(268)	785	(660)
Dividendi incassati, interessi e proventi/oneri straordinari (pagati) incassati e imposte sul reddito pagate	(2.517)	(2.159)	(516)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**6.515**	**6.864**	**8.248**
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(4.169)	(5.152)	(5.483)
Investimenti in partecipazioni	(153)	(407)	(114)
Dismissioni (1)	363	371	295
Altre variazioni relative all'attività di investimento (1)	(9)	(118)	(446)
Free cash flow	**2.547**	**1.558**	**2.500**
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	66	2.019	(433)
Variazione debiti finanziari a breve e lungo termine	(1.121)	(3.715)	(294)
Flusso di cassa del capitale proprio	(999)	(645)	(1.311)
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	67	(24)	(29)
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	**560**	**(807)**	**433**
Free cash flow	**2.547**	**1.558**	**2.500**
Indebitamento finanziario netto società disinvestite e acquisite	175	24	3
Differenze cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	(213)	43	(389)
Flusso di cassa del capitale proprio	(999)	(645)	(1.311)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	**1.510**	**980**	**803**

(1) A partire dal 1999 la variazione dei crediti relativa alle dismissioni è stata riclassificata nelle altre variazioni. I dati del 1997 e 1998 sono stati coerentemente modificati per un ammontare rispettivamente di 25 e -12 milioni di euro.

Il flusso di cassa netto generato dalle attività di esercizio (8.248 milioni di euro) e gli incassi da dismissioni (295 milioni di euro) hanno consentito di finanziare investimenti tecnici e in partecipazioni per 5.597 milioni di euro e di generare un free cash flow di 2.500 milioni di euro che ha permesso di corrispondere dividendi per 1.301 milioni di euro e di ridurre l'indebitamento finanziario netto di 803 milioni di euro.

La rettifica dell'utile prima degli interessi di terzi azionisti per ammortamenti e altri componenti non monetari (3.869 milioni di euro) riguarda: (i) gli ammortamenti e svalutazioni di immobilizzazioni materiali e immateriali (3.698 milioni di euro); (ii) l'incremento dei fondi rischi e oneri (320 milioni di euro), connesso agli accantonamenti netti al fondo smantellamento e ripristino siti da parte del settore Esplorazione e Produzione (133 milioni di euro), alla riserva sinistri e premi da parte della compagnie assicurative (88 milioni di euro) e ad accantonamenti per oneri ambientali e al fondo manutenzioni cicliche; (iii) le svalutazioni di partecipazioni (93 milioni di euro); (iv) in detrazione, le rivalutazioni (riprese di valore) di asset minerari e delle scorte di greggio e di prodotti petroliferi e petrolchimici (247 milioni di euro).

La rettifica per dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte sul reddito riguarda: (i) le imposte sul reddito dovute (2.054 milioni di euro); (ii) gli oneri straordinari netti (528 milioni di euro); (iii) gli oneri finanziari netti (99 milioni di euro); (iv) in deduzione, i dividendi iscritti (63 milioni di euro).

L'incremento del capitale di esercizio (660 milioni di euro) è dovuto principalmente all'aumento dei crediti commerciali e diversi (1.570 milioni di euro), parzialmente assorbito dall'incremento dei debiti commerciali e diversi (973 milioni di euro). L'incremento dei crediti commerciali e diversi è riconducibile principalmente all'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi, in particolare per i prodotti del settore Raffinazione e Marketing, e allo slittamento di incassi nell'ambito della tutela contro i possibili effetti del "Millennium bug", parzialmente assorbiti dalla diminuzione dei crediti commerciali nel settore Ingegneria e Servizi a seguito della contrazione dell'attività operativa.

L'incremento dei debiti commerciali e diversi è riconducibile, oltre che all'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi, in particolare per i prodotti del settore Raffinazione e Marketing, allo slittamento del versamento al mese di gennaio 2000 delle accise di competenza del mese di dicembre 1999, così come previsto dalla legge n. 466 del 13/12/1999.

I dividendi incassati, interessi e proventi/oneri straordinari (pagati) incassati e imposte sul reddito pagate (516 milioni di euro) riguardano principalmente il pagamento delle imposte sul reddito (1.374 milioni di euro) e di oneri straordinari netti (135 milioni di euro), parzialmente assorbito dal rimborso di 957 milioni di euro per crediti di imposta risultanti dalle dichiarazioni dei redditi 1988/91, effettuato prevalentemente mediante assegnazione di CCT, e dall'incasso di dividendi (123 milioni di euro).

INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI E IMMATERIALI(1)

(milioni di €)

	1997	1998	**1999**
Esplorazione e Produzione	2.322	2.882	3.268
Gas Naturale	882	921	906
Raffinazione e Marketing	495	586	524
Petrolchimica	180	331	289
Ingegneria e Servizi	237	354	425
Altre attività	34	61	55
Attività in corso di dismissione	19	17	16
	4.169	**5.152**	**5.483**

(1) Sono escluse le spese di ricerca scientifica e tecnologica non considerate ad utilità pluriennale pari a 221, 210 e 213 milioni di euro, rispettivamente nel 1997, 1998 e nel 1999.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (5.483 milioni di euro, al netto dei contributi in conto capitale di 104 milioni di euro e compresi i costi di esplorazione di 843 milioni di euro) hanno interessato per il 76,1% i settori Esplorazione e Produzione e Gas Naturale e per il 59,2% attività all'estero. Informazioni in ordine agli investimenti effettuati nel 1999 sono riportate nel commento all'andamento operativo dei principali settori di attività.

Gli investimenti in partecipazioni (114 milioni di euro) riguardano principalmente la sottoscrizione da parte dell'attività *ingegneria* del 20% del capitale sociale della società venezuelana Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC (42 milioni di euro), la sottoscrizione da parte dell'Eni SpA dell'aumento di capitale sociale di Albacom SpA (37 milioni di euro) e la sottoscrizione da parte dell'Italgas SpA nella società Blu SpA (11 milioni di euro).

Le dismissioni (295 milioni di euro) riguardano la cessione: (i) di immobili, terreni, punti vendita e altre attività minori (166 milioni di euro); (ii) di motels (55 milioni di euro); (iii) delle partecipazioni Condea Augusta SpA (28 milioni di euro), Agip Tanzania (13 milioni di euro) e Tutela Lubrificantes (9 milioni di euro); (iv) dell'80% della società conferitaria del ramo d'azienda Servizi ICT dell'EniData SpA (24 milioni di euro).

Gli investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento (433 milioni di euro) riguardano le accensioni, al netto dei rimborsi, di impieghi finanziari non strumentali all'attività operativa (principalmente titoli).

Il flusso monetario del capitale proprio (1.311 milioni di euro) riguarda principalmente il pagamento del dividendo 1998 da parte dell'Eni SpA (1.239 milioni di euro), dell'Italgas SpA (32 milioni di euro) e della Saipem SpA (22 milioni di euro).

ALTRE INFORMAZIONI

Attività dell'Audit Committee: nel corso del 1999 l'Audit Committee, che si è riunito 9 volte, ha: (i) esaminato e valutato le risultanze degli interventi di internal auditing; (ii) monitorato lo stato di avanzamento della riorganizzazione della funzione di internal auditing formulando proposte per un più efficace svolgimento dell'attività; (iii) incontrato i massimi livelli delle funzioni amministrative delle società caposettore, i presidenti dei collegi sindacali e i partner responsabili delle società di revisione per l'esame delle connotazioni essenziali dei bilanci, con particolare riferimento alle operazioni straordinarie, nonché dei rapporti tra i diversi organi incaricati dei controlli nella società e nelle società controllate.

Codice di autodisciplina: il Consiglio di amministrazione dell'Eni nell'adunanza del 20 gennaio 2000 ha deciso di aderire alle raccomandazioni contenute nel "Codice di Autodisciplina delle società quotate" emesso dal "Comitato per la Corporate Governance delle società quotate" della Borsa Italiana SpA e ha preso atto del sostanziale allineamento a esse dei comportamenti dell'Eni.

Acquisto di azioni proprie: il Consiglio di amministrazione dell'Eni SpA ha deliberato di proporre all'Assemblea ordinaria - convocata per il 5 e il 6 giugno 2000, rispettivamente in prima e seconda convocazione - l'acquisto fino a un massimo di 800 milioni di azioni proprie, pari a circa il 10% del capitale sociale, per un ammontare comunque non superiore a 3,4 miliardi di euro. Gli acquisti saranno effettuati sul mercato italiano secondo le modalità che saranno concordate con la Borsa Italiana SpA. La proposta è volta ad accrescere il valore per l'azionista.

Piano di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni: il Consiglio di amministrazione ha approvato il piano di assegnazione di azioni gratuite 2000-2001 destinato ai dirigenti del Gruppo che raggiungono gli obiettivi annuali prefissati, aziendali e individuali. Il nuovo piano, che sostituisce quello 1998-2001 sottoposto all'Assemblea del 16 giugno 1998, prevede l'impegno dell'Eni a offrire agli assegnatari in sottoscrizione a titolo gratuito azioni Eni entro il mese successivo al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno. Al fine di consentire l'attuazione del piano, il Consiglio di amministrazione proporrà quindi all'Assemblea straordinaria, convocata negli stessi giorni dell'Assemblea ordinaria, di conferirgli la delega ad aumentare gratuitamente il capitale sociale mediante imputazione per ammontare corrispondente della "Riserva per emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile" con emissione di azioni, godimento regolare, fino all'ammontare massimo di 7.000.000.000 di lire.
Il Consiglio di amministrazione si è riservato di trattare in una prossima riunione un piano di incentivazione a medio termine (stock options) per i Dirigenti Top del Gruppo.

Rating dell'Eni: il 25 agosto 1999 l'agenzia statunitense per la valutazione del credito Moody's ha attribuito all'Eni il rating AA3, il più elevato attribuito a società industriali e bancarie italiane.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziate nella nota integrativa.

ANNO 2000

L'Eni ha superato il cambiamento della data 1999-2000 senza rilevare alcun inconveniente; non è stata riscontrata alcuna criticità significativa e non è stato necessario attivare i piani di emergenza predisposti per garantire la sicurezza e la continuità dell'attività.

L'Eni ha affrontato i problemi riguardanti l'anno 2000 fin dal 1996. Nel 1997, per ottimizzare gli interventi nel campo informatico, è stato costituito un consorzio denominato "MillenniuM" tra l'EniData SpA, la società informatica dell'Eni che gestisce la maggior parte dei sistemi informatici del Gruppo, e una primaria società internazionale di servizi software. Nel gennaio 1999 è stato costituito il Comitato "Anno 2000-Euro" con l'obiettivo di indirizzare, coordinare e controllare gli interventi delle imprese del Gruppo.

Le attività di adeguamento dei sistemi e dei processi sono state completate entro il mese di novembre; nel corso del mese di dicembre è stato avviato un sistema di gestione delle emergenze in tutte le unità dell'Eni nel mondo.

Sono state effettuate attività di controllo sui principali fornitori di beni e servizi per verificare la conformità delle relative forniture alle esigenze dell'anno 2000 ed è stata ottenuta la copertura assicurativa dei danni connessi al "Millennium bug".

Il personale dell'Eni complessivamente coinvolto nel "Problema Anno 2000", considerando sia lo sviluppo del progetto sia il presidio operativo nel periodo critico del cambiamento di data, è stato di oltre 2.000 unità. I costi sostenuti per il piano di adeguamento, imputati interamente a conto economico, ammontano complessivamente a circa 78 milioni di euro.

EURO

Nel quadro della reingegnerizzazione delle proprie applicazioni informatiche l'Eni prevede di trasformare i sistemi contabili delle imprese che operano nei paesi interessati all'unificazione monetaria e di adeguare i propri sistemi operativi alle transazioni in euro.

Nel corso del 1999 sono stati pianificati tutti gli interventi di adeguamento all'euro dei sistemi e dei processi interessati dal passaggio alla nuova moneta e sono stati effettuati gli interventi volti ad assicurare l'operatività in euro nel periodo transitorio.

A partire dall'esercizio 1999 tutte le imprese del Gruppo, salvo le società assicurative, redigeranno il bilancio in euro e a partire dall'anno 2000 provvederanno alla conversione in euro del capitale sociale.

Tenendo conto della flessibilità consentita nel periodo di transizione (dal 1° gennaio 1999 al 1° gennaio 2002) e allo stato attuale delle conoscenze, l'Eni non prevede di dover affrontare problemi operativi particolari, né ritiene che i costi per il passaggio all'euro produrranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono riportati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività. In questa sede si evidenzia:

- il 29 marzo 2000 Eni e British-Borneo Oil & Gas Plc (British-Borneo), società inglese quotata alla Borsa di Londra, hanno annunciato di aver concordato i termini dell'Offerta Pubblica di Acquisto (OPA) delle azioni rappresentative dell'intero capitale sociale della British-Borneo da parte dell'Eni. Il prezzo per azione offerto è di 70 pence, per l'ammontare complessivo di circa 263 milioni di sterline. Tenuto conto dell'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 1999 di British-Borneo (circa 525 milioni di sterline), l'impegno finanziario dell'Eni ammonta a circa 788 milioni di sterline (circa 1.306 milioni di euro), assumendo la totale adesione all'OPA. British-Borneo opera prevalentemente nel Mare del Nord inglese e nelle acque profonde del Golfo del Messico ed è presente in Australia, Brasile e in alcuni paesi emergenti dell'Oriente. Al 31 dicembre 1999 possedeva riserve certe e probabili di idrocarburi per 262 milioni di boe. Nel 1999 la produzione giornaliera è stata di 43.300 boe ed è previsto che raggiunga i 60-80 mila boe nel breve termine. La finalizzazione dell'operazione contribuirà all'obiettivo di crescita della produzione di idrocarburi dell'Eni attraverso il raddoppio della produzione nel Golfo del Messico e l'aumento dei livelli produttivi nel Mare del Nord inglese;

- nel gennaio 2000 EniPower SpA, società interamente posseduta dall'Eni, ha iniziato a operare nelle centrali termoelettriche di Mantova, Ravenna, Brindisi, Livorno e Taranto cedute in affitto da EniChem SpA e AgipPetroli SpA in vista del successivo conferimento. La società è impegnata nella realizzazione di nuove centrali termoelettriche nell'ambito del progetto volto a promuovere lo sviluppo della presenza dell'Eni nel settore della produzione di energia elettrica, considerata la crescente integrazione tra gas ed elettricità favorita dalla progressiva apertura dei rispettivi mercati;
- nel marzo 2000 Eni, Oao Gazprom e Gaztelecom, società controllata da Gazprom, hanno firmato un accordo per iniziative congiunte nel settore delle telecomunicazioni. L'accordo ha come obiettivo lo studio per la posa di fibre ottiche ad alta capacità trasmissiva lungo il gasdotto Blue Stream, che collegherà la Russia e la Turchia attraverso il Mar Nero. L'intesa prevede, inoltre, la partecipazione a progetti di interconnessione in fibra ottica della Russia verso il centro e il nord Europa (Berlino e Helsinki). In futuro la collaborazione potrà estendersi all'ampliamento della rete verso l'Asia Meridionale e Orientale e l'Europa mediterranea. Con questo accordo l'Eni conferma la propria strategia di diversificazione nel settore delle telecomunicazioni anche all'estero, in sinergia con le reti di trasporto e distribuzione del gas. Eni è presente in Italia nelle telecomunicazioni fisse con una partecipazione del 35% in Albacom SpA, che utilizza le reti in fibra ottica già esistenti lungo i gasdotti italiani per la fornitura sul mercato nazionale di servizi di telefonia e trasmissione dati.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

L'andamento dei principali indicatori di mercato che influenzano le attività dell'Eni nel primo trimestre 2000 è indicato nella tabella seguente.

	I trimestre 1999	I trimestre 2000
Prezzo medio del greggio Brent dated (USD/barile)	11,28	26,90
Margini europei medi di raffinazione (USD/barile)	1,44	2,35
Margine del cracker (euro/tonn)	236	255
Cambio medio USD/euro	1,123	0,987

Nel 2000 la domanda mondiale di petrolio è prevista in crescita dell'1,9% a seguito del consolidamento della ripresa economica in Asia e in Europa. Nei primi mesi dell'esercizio le quotazioni del petrolio hanno raggiunto livelli record (il Brent ha sfiorato i 32 dollari/barile, il livello più alto dal novembre 1990) a seguito dell'inverno rigido in America Settentrionale e in Europa e della necessità di ricostituzione delle scorte. La decisione dell'Opec di fine marzo di aumentare dal 1° aprile la produzione giornaliera di 1,5 milioni di barili, nonché gli incrementi dei livelli produttivi da parte dei paesi non Opec determineranno un ridimensionamento delle quotazioni. Le previsioni per il 2000 indicano le quotazioni su di un livello medio nell'intorno dei 21 dollari/barile.

Nel 2000 la domanda di gas naturale in Italia è prevista crescere dell'1% rispetto al 1999, con un contributo al soddisfacimento del fabbisogno complessivo di fonti primarie di energia del 31%, analogo a quello del 1999. L'aumento della domanda è sostenuto dal crescente utilizzo del gas naturale nella produzione di energia elettrica (+6% rispetto al 1999) in sostituzione dell'olio combustibile.

I margini di raffinazione europei sono previsti in crescita rispetto al 1999 a seguito del progressivo ridimensionamento del costo della materia prima e del miglioramento del rapporto tra domanda e offerta connesso alla riduzione dei livelli di stoccaggio e al maggior dinamismo dei consumi nell'area OCSE. La redditività delle lavorazioni di greggi pesanti risentirà tuttavia dell'indebolimento della domanda europea di oli combustibili ad alto tenore di zolfo per i vincoli imposti dalla normativa europea sulle emissioni inquinanti. Nel corso del primo trimestre 2000 la crescita dei margini riflette il progressivo trasferimento degli incrementi dei costi di approvvigionamento sui prezzi di vendita dei prodotti.

La domanda di prodotti petrolchimici è prevista in crescita nel corso del 2000 per effetto della ripresa economica; inoltre la riduzione degli investimenti in impianti petrolchimici nel periodo di congiuntura negativa favorirà l'assorbimento dell'eccesso di capacità produttiva a livello mondiale. Nonostante il miglioramento della situazione di mercato, i margini dei principali prodotti della petrolchimica di base potrebbero non registrare incrementi significativi a seguito del trasferimento dell'attuale elevato livello delle quotazioni del petrolio sul costo della carica petrolifera. Analogamente, i prodotti a valle (polimeri ed elastomeri) potrebbero non recuperare completamente nei prezzi di vendita l'aumento del costo dei monomeri.

La crescita della produzione di idrocarburi relativa agli asset attualmente in portafoglio è prevista intorno al 5%. L'incremento, concentrato all'estero, è dovuto principalmente al contributo dei campi acquisiti nel Golfo del Messico, in Ecuador, Algeria ed Egitto (complessivamente +3%), all'avvio di nuovi campi nel Mare del Nord e in Angola, nonché allo sviluppo dei campi a gas del Delta del Nilo. In Italia la produzione è prevista in flessione di circa il 3% a seguito del declino naturale del campo di Villafortuna, parzialmente assorbito dalla crescita in Val d'Agri e dall'avvio del campo a gas di Rocca Cavallo in Sicilia.

Nel 2000 i volumi complessivi di gas naturale trasportati in Italia sulla rete dell'Eni nell'ipotesi di temperature normali sono previsti in leggero aumento a seguito dei maggiori volumi trasportati per conto terzi (circa 2,4 miliardi di metri cubi), in particolare per l'Enel e per l'Edison Gas, parzialmente assorbiti dalle minori vendite della distribuzione primaria (circa 2 miliardi di metri cubi) a seguito essenzialmente dei minori ritiri da parte dell'Enel.

Il tasso di utilizzo della capacità delle raffinerie Eni è previsto superiore al livello registrato nel 1999 (96%).

Le vendite di prodotti petrolchimici sono previste in aumento di circa il 3% a seguito della crescita della domanda che interesserà tutte le aree di business e della maggiore disponibilità di prodotti connessa alle minori fermate programmate per manutenzioni e al potenziamento degli impianti per la produzione di aromatici.

Il programma degli investimenti tecnici dell'Eni per il quadriennio 2000-2003 prevede un impegno di spesa di circa 20 miliardi di euro, concentrati per il 74% nei settori Esplorazione e Produzione e Gas Naturale. I principali progetti di investimento riguardano: (i) lo sviluppo dei campi a gas e a olio di Wafa e della struttura C del permesso NC-41 in Libia e dei campi a olio di Elephant in Libia e di Benguela/Belize in Angola, il completamento dello sviluppo dei campi a gas in Egitto e dei campi a olio di Abo/Bonga in Nigeria e di Kuito in Angola, nonché investimenti esplorativi principalmente in acque profonde (Mare del Nord, Golfo del Messico, Africa Occidentale, Brasile, Trinidad e Tobago e Guyana); (ii) la realizzazione di nuove infrastrutture di importazione di gas naturale da Norvegia, Olanda e Russia, nonché il potenziamento e il mantenimento della rete nazionale di gasdotti; (iii) l'aumento della potenza installata per la produzione di energia elettrica attraverso la realizzazione di nuove unità a ciclo combinato; (iv) il potenziamento della rete di distribuzione carburanti e delle attività non oil in Italia, l'ottimizzazione e l'automazione delle attività nella logistica, lo sviluppo mirato della rete all'estero, nonché interventi sulle raffinerie finalizzati al rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché al miglioramento delle rese e della qualità dei prodotti; (v) interventi per il mantenimento dell'efficienza impiantistica nella petrolchimica.

Sono inoltre previsti investimenti per linee esterne con l'obiettivo, a fine piano, di portare la produzione di idrocarburi a un livello di 1,5 milioni di boe/giorno, di raggiungere una potenza installata per la produzione di energia elettrica tra i 5 e i 7.000 megawatt e di espandere le vendite di gas naturale all'estero.

GLOSSARIO

TERMINI FINANZIARI

Leverage Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

Roace Indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale (37% a partire del 1998), e il capitale investito netto medio.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Accesso di terzi alla rete Per consentire l'apertura del mercato a una pluralità di fornitori, la Direttiva Gas Europea prevede che gli attuali proprietari dei gasdotti ne consentano l'accesso a determinate condizioni. Tale apertura può avvenire su base negoziata tra le parti (accesso negoziato) oppure sulla base di tariffe predeterminate (accesso regolato). Il Governo italiano, in base alle indicazioni contenute della Legge Delega sull'attuazione della Direttiva stessa, votata in Parlamento, ha optato per un accesso "regolato".

Acque profonde Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe Barrel of Oil Equivalent viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,0061 per il gas di produzione estera e di 0,0063 per la produzione in Italia, in funzione del diverso potere calorifico.

Codice di rete Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.

Condensati Idrocarburi leggeri prodotti con il gas che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.

Contendibilità Il termine definisce la quota di un mercato che è effettivamente aperto alla concorrenza e a cui possono quindi accedere sia le aziende già operanti sul mercato, sia nuovi operatori.

Contratti di concessione Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo a fronte del pagamento allo Stato di royalties sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene - butadiene (SBR), le gomme etilene - propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale, escluse quelle riguardanti la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi e le merci sif a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a grandi clienti (a es. Enel - olio combustibile, compagnie aeree - jet fuel), alla pubblica amministrazione e a industrie.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

Offshore/Onshore Il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, le attività che vi si svolgono.

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

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

Production Sharing Agreement Tipologia contrattuale vigente in paesi produttori dell'Africa, del Medio ed Estremo Oriente e dell'America Latina caratterizzata dall'intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Secondo il contratto il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una ("Cost Oil") destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra ("Profit Oil") suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei paesi.

Reciprocità Il termine si riferisce ai nuovi obblighi imposti dalla direttiva. Sul piano internazionale il criterio della reciprocità comporta che l'apertura effettuata da ciascun Paese, nei confronti di operatori esteri, sia bilanciata da un uguale apertura dei corrispondenti mercati esteri, per gli operatori nazionali.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Ricerca esplorativa Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: (i) riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facilities e metodi operativi esistenti; (ii) riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, facilities e metodi operativi sulla cui futura realizzazione l'impresa ha già definito un preciso programma di investimenti di sviluppo ovvero esprime una chiara volontà manageriale.

Riserve probabili Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità, in base alle condizioni tecniche economiche e operative esistenti nel momento considerato. Gli elementi di residua incertezza possono riguardare: (i) l'estensione o altre caratteristiche del giacimento; (ii) l'economicità valutata alle condizioni del progetto di sviluppo; (iii) l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita.

Riserve possibili Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Riserve recuperabili Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del diverso grado di incertezza insito in ogni categoria.

Sviluppo Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa finalizzata alla produzione di petrolio e gas.

Ship or pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Swap Nel settore del gas il termine "swap" si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.

Take or pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

Upstream/Downstream Il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve di fine anno e la produzione dell'anno.

STATO PATRIMONIALE

(milioni di €)

		31.12.1998	31.12.1999
ATTIVO:			
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti			
Immobilizzazioni:			
Immobilizzazioni immateriali:	*(nota n. 1)*		
costi di impianto e di ampliamento		13	13
costi di ricerca e di sviluppo		7	138
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		82	68
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		157	438
avviamento		26	16
differenza da consolidamento		146	104
immobilizzazioni in corso e acconti		130	105
altre		1.215	1.293
Totale		**1.776**	**2.175**
Immobilizzazioni materiali:	*(nota n. 2)*		
terreni e fabbricati		2.400	2.379
impianti e macchinario		14.195	16.003
attrezzature industriali e commerciali		403	390
altri beni		211	227
immobilizzazioni in corso e acconti		3.662	4.075
Totale		**20.871**	**23.074**
Immobilizzazioni finanziarie:	*(nota n. 3)*		
partecipazioni in:		1.382	1.446
- imprese controllate		*206*	*245*
- imprese collegate		*871*	*902*
- altre imprese		*305*	*299*
crediti:		1.414	1.620
- verso imprese controllate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*318*	*37*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*54*	*409*
		372	*446*
- verso imprese collegate:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*381*	*304*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*73*	*44*
		454	*348*
- verso altri:			
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*532*	*726*
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*56*	*100*
		588	*826*
altri titoli		200	135
Totale		**2.996**	**3.201**
Totale immobilizzazioni		**25.643**	**28.450**

(milioni di €)

		31.12.1998	31.12.1999
Attivo circolante:			
Rimanenze:	*(nota n. 4)*		
materie prime, sussidiarie e di consumo		846	940
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		128	59
lavori in corso su ordinazione		226	274
prodotti finiti e merci		1.126	1.319
acconti		116	34
Totale		**2.442**	**2.626**
Crediti:	*(nota n. 5)*		
verso clienti:		5.799	7.160
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*5.672*	*7.035*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*127*	*125*
verso imprese controllate:		157	139
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*157*	*139*
verso imprese collegate:		366	676
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*366*	*676*
verso altri:		4.339	3.374
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*2.790*	*2.360*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*1.549*	*1.014*
Totale		**10.661**	**11.349**
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:	*(nota n. 6)*		
partecipazioni in imprese controllate		8	9
partecipazioni in imprese collegate		3	
altri titoli		1.315	1.953
Totale		**1.326**	**1.962**
Disponibilità liquide:	*(nota n. 7)*		
depositi bancari e postali		771	1.208
assegni		2	2
danaro e valori in cassa		6	2
Totale		**779**	**1.212**
Totale attivo circolante		**15.208**	**17.149**
Ratei e risconti	*(nota n. 8)*	868	1.009
TOTALE ATTIVO		**41.719**	**46.608**

(milioni di €)

		31.12.1998	31.12.1999
PASSIVO:			
Patrimonio netto:			
Capitale		4.132	4.133
Riserva da soprapprezzo delle azioni			
Riserve di rivalutazione			
Riserva legale		223	278
Riserva per azioni proprie in portafoglio			
Riserve statutarie			
Altre riserve:		5.526	5.947
- riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/93		*3.826*	*3.826*
- riserva disponibile		*1.462*	*1.265*
- riserva per differenze cambio		*56*	*674*
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/67		*84*	*84*
- conferimenti legge 41/86		*33*	*36*
- conferimenti legge 730/83		*20*	*20*
- riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge 169/83		*19*	*19*
- conferimenti legge 749/85		*9*	*9*
- finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato		*11*	*8*
- riserva di consolidamento		*6*	*6*
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile		..	..
- riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93		..	..
Utili portati a nuovo		3.947	5.183
Utile dell'esercizio		2.328	2.857
Totale patrimonio netto dell'Eni	*(nota n. 9)*	**16.156**	**18.398**
Capitale e riserve di terzi	*(nota n. 10)*	1.234	1.351
Totale		**17.390**	**19.749**
Fondi per rischi e oneri:	*(nota n. 11)*		
per trattamento di quiescenza e obblighi simili		68	69
per imposte		1.463	1.772
altri		3.178	3.666
Totale		**4.709**	**5.507**
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		**356**	**411**

(milioni di €)

		31.12.1998	31.12.1999
Debiti:	*(nota n. 12)*		
obbligazioni:		656	650
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*5*	*5*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*651*	*645*
debiti verso banche:		7.877	7.657
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*4.530*	*4.141*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*3.347*	*3.516*
debiti verso altri finanziatori:		965	1.093
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*62*	*91*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*903*	*1.002*
acconti:		1.127	820
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.125*	*816*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*2*	*4*
debiti verso fornitori:		3.808	4.299
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*3.787*	*4.230*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*21*	*69*
debiti rappresentati da titoli di credito:		25	220
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*25*	*220*
debiti verso imprese controllate:		440	445
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*440*	*445*
debiti verso imprese collegate:		352	582
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*352*	*582*
debiti tributari:		1.791	2.672
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.740*	*2.613*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*51*	*59*
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:		191	170
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*189*	*169*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*2*	*1*
altri debiti:		1.606	1.806
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		*1.374*	*1.565*
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		*232*	*241*
Totale		**18.838**	**20.414**
Ratei e risconti	*(nota n. 13)*	426	527
TOTALE PASSIVO		**41.719**	**46.608**

GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE

(milioni di €)

		31.12.1998	31.12.1999
GARANZIE:	*(nota n. 14)*		
Fidejussioni prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		294	234
di imprese collegate		83	60
di altri		69	28
		446	**322**
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:			
di imprese controllate		247	614
di imprese collegate		300	318
di imprese consolidate:		3.637	4.110
- partecipazioni a gare d'appalto e rispetto accordi contrattuali		*1.568*	*1.528*
- rischi assicurativi		*854*	*995*
- finanziamenti		*85*	
- altro		*1.130*	*1.587*
di altri		76	92
		4.260	**5.134**
Garanzie reali prestate nell'interesse:			
di imprese collegate		77	78
di imprese consolidate			85
		77	**163**
TOTALE GARANZIE		**4.783**	**5.619**
ALTRI CONTI D'ORDINE:	*(nota n. 15)*		
Impegni:			
contratti derivati:		8.309	8.493
- su interessi		*3.767*	*4.568*
- di acquisto valuta		*1.093*	*1.055*
- di vendita valuta		*3.072*	*2.530*
- di acquisto merce		*193*	*170*
- di vendita merce		*184*	*170*
acquisto di beni		403	190
vendita di beni		151	122
altri		714	768
		9.577	**9.573**
Rischi:			
risarcimenti e contenziosi		736	442
beni di terzi in custodia		53	123
		789	**565**
TOTALE ALTRI CONTI D'OROINE		**10.366**	**10.138**

CONTO ECONOMICO

(milioni di €)

		1997	1998	1999
Valore della produzione:	*(nota n. 16)*			
ricavi delle vendite e delle prestazioni		46.278	42.800	46.344
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		(43)	(121)	138
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		744	942	702
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		911	1.002	774
altri ricavi e proventi:		655	763	985
. contributi in conto esercizio		*15*	*20*	*26*
. altri		*640*	*743*	*959*
Totale		**48.545**	**45.386**	**48.943**
Costi della produzione:	*(nota n. 17)*			
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci		14.713	11.934	14.692
per servizi		5.330	6.173	6.035
per godimento di beni di terzi		1.155	1.048	941
per il personale:		3.243	3.107	2.965
- salari e stipendi		*2.226*	*2.234*	*2.134*
- oneri sociali		*725*	*651*	*621*
- trattamento di fine rapporto		*128*	*126*	*121*
- trattamento di quiescenza e simili		*17*	*11*	*16*
- altri costi		*147*	*85*	*73*
ammortamenti e svalutazioni:		3.872	4.378	3.743
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		*932*	*984*	*771*
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali		*2.682*	*2.798*	*2.825*
- svalutazioni delle immobilizzazioni		*158*	*530*	*106*
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		*100*	*66*	*41*
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		(21)	43	(106)
accantonamenti per rischi		313	61	188
altri accantonamenti		299	374	469
oneri diversi di gestione		14.258	14.419	14.479
Totale		**43.162**	**41.537**	**43.406**
Differenza tra valore e costi della produzione		**5.383**	**3.849**	**5.537**
Proventi e oneri finanziari:	*(nota n. 18)*			
proventi da partecipazioni:		181	471	82
. da imprese controllate		*5*	*9*	*9*
. da imprese collegate		*92*	*16*	*7*
. da altri		*84*	*446*	*66*
altri proventi finanziari:		1.565	1.338	1.523
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:				
. da imprese controllate		*25*	*31*	*29*
. da imprese collegate		*32*	*27*	*25*
. da altri		*49*	*43*	*43*
		106	*101*	*97*

(milioni di €)

		1997	1998	1999
- da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni		*33*	*18*	*8*
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*213*	*158*	*189*
- proventi diversi dai precedenti:				
. da imprese controllate		*40*	*7*	*5*
. da imprese collegate		*7*	*5*	*6*
. da controllanti		*2*	*1*	*1*
. da altri		*1.164*	*1.048*	*1.217*
		1.213	*1.061*	*1.229*
interessi e altri oneri finanziari:		1.955	1.448	1.568
. verso imprese controllate		*146*	*20*	*16*
. verso imprese collegate		*5*	*11*	*2*
. verso altri		*1.804*	*1.417*	*1.550*
Totale		**(209)**	**361**	**37**
Rettifiche di valore di attività finanziarie:	*(nota n. 18)*			
rivalutazioni:		99	74	108
- di partecipazioni valutate al patrimonio netto		*68*	*46*	*61*
- di altre partecipazioni		*23*	*22*	*47*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni		*7*	*6*	
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*1*		
svalutazioni:		98	119	103
- di partecipazioni		*89*	*118*	*93*
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni		*2*	*1*	*2*
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni		*7*		*8*
Totale delle rettifiche		**1**	**(45)**	**5**
Proventi e oneri straordinari:	*(nota n. 19)*			
proventi:		143	408	103
. effetto della prima applicazione del principio contabile IAS 12 aggiornato			*273*	
. plusvalenze da alienazioni		*67*	*57*	*77*
. altri proventi		*76*	*78*	*26*
oneri:		341	653	631
. minusvalenze da alienazioni		*24*	*1*	*2*
. imposte relative a esercizi precedenti		*1*	*8*	*5*
. altri oneri		*316*	*644*	*624*
Totale delle partite straordinarie		**(198)**	**(245)**	**(528)**
Risultato prima delle imposte		**4.977**	**3.920**	**5.051**
imposte sul reddito dell'esercizio	*(nota n. 20)*	2.254	1.450	2.054
Utile dell'esercizio		**2.723**	**2.470**	**2.997**
Utile dell'esercizio di pertinenza di terzi	*(nota n. 10)*	(80)	(142)	(140)
Utile dell'esercizio dell'Eni		**2.643**	**2.328**	**2.857**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	*(nota n. 21)*	**0,33 euro**	**0,29 euro**	**0,36 euro**
Utile per ADS (calcolato su 10 azioni per ADS)		**3,30 euro**	**2,91 euro**	**3,57 euro**

NOTA INTEGRATIVA

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Utile dell'esercizio di Gruppo	2.643	2.328	2.857
Utile dell'esercizio di terzi	80	142	140
Ammortamenti	3.610	3.778	3.592
Svalutazioni (rivalutazioni) nette	274	714	(110)
Variazioni fondi per rischi e oneri	358	116	320
Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(186)	(140)	67
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(185)	(443)	(60)
Dividendi	(42)	(67)	(63)
Interessi attivi	(723)	(597)	(471)
Interessi passivi	1.017	736	450
Differenze di cambio non realizzate	2	(24)	120
Oneri straordinari netti	198	245	528
Imposte sul reddito	2.254	1.450	2.054
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	9.300	8.238	9.424
Variazioni:			
- rimanenze	(82)	105	(64)
- crediti commerciali e diversi	(128)	535	(1.570)
- ratei e risconti attivi	4	(28)	16
- debiti commerciali e diversi	(193)	132	973
- ratei e risconti passivi	131	41	(15)
Flusso di cassa del risultato operativo	9.032	9.023	8.764
Dividendi incassati	68	138	123
Interessi incassati	737	685	741
Interessi pagati	(967)	(748)	(429)
Oneri straordinari netti pagati	(123)	(248)	(135)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi	(2.232)	(1.986)	(816)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	**6.515**	**6.864**	**8.248**

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Investimenti:			
- immobilizzazioni immateriali	(923)	(985)	(1.055)
- immobilizzazioni materiali	(3.246)	(4.167)	(4.428)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda	(13)	(216)	
- partecipazioni	(320)	(200)	(114)
- titoli	(1.626)	(1.800)	(3.180)
- crediti finanziari	(1.210)	(679)	(1.233)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	17	40	(29)
Flusso di cassa degli investimenti	(7.321)	(8.007)	(10.039)
Disinvestimenti:			
- immobilizzazioni immateriali	23	12	1
- immobilizzazioni materiali	194	181	119
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda	17	14	84
- partecipazioni	269	239	97
- titoli	1.672	2.839	2.649
- crediti finanziari	1.218	1.447	937
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	26	(12)	(29)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	3.419	4.720	3.858
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	**(3.902)**	**(3.287)**	**(6.181)**
Assunzione di debiti finanziari a lungo	1.037	880	1.326
Rimborsi di debiti finanziari a lungo	(1.873)	(1.723)	(1.623)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve	(285)	(2.872)	3
	(1.121)	**(3.715)**	**(294)**
Apporti netti di capitale proprio da terzi		194	
Cessioni (acquisizioni) nette di quote di imprese consolidate	62	359	(10)
Dividendi distribuiti a terzi	(1.032)	(1.198)	(1.301)
Altre variazioni	(29)		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	**(2.120)**	**(4.360)**	**(1.605)**
Effetto della variazione dell'area di consolidamento	(7)	1	(50)
Effetto delle differenze di cambio	74	(25)	21
Flusso di cassa netto del periodo	**560**	**(807)**	**433**
Disponibilità liquide a inizio del periodo	**1.026**	**1.586**	**779**
Disponibilità liquide a fine del periodo	**1.586**	**779**	**1.212**

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nella "Relazione sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari".
Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Investimenti finanziari:			
- partecipazioni	(180)	(9)	
- titoli	(1.582)	(1.754)	(2.863)
- crediti finanziari	(832)	(122)	(246)
	(2.594)	**(1.885)**	**(3.109)**
Disinvestimenti finanziari:			
- partecipazioni	140	75	6
- titoli	1.672	2.838	2.361
- crediti finanziari	848	991	309
	2.660	**3.904**	**2.676**
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	**66**	**2.019**	**(433)**

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività a lungo	20	225	
Attività a breve	27	69	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	3	(2)	
Passività a lungo e a breve	(24)	(53)	
Effetto netto degli investimenti	**26**	**239**	
Trasferimento di partecipazioni non consolidate	(6)		
Capitale e riserve di terzi	(5)	(19)	
Totale prezzo di acquisto	**15**	**220**	
a dedurre:			
Disponibilità liquide	(2)	(4)	
Flusso di cassa degli investimenti	**13**	**216**	
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e di rami d'azienda			
Attività a lungo	171	33	42
Attività a breve	351	34	7
Indebitamento finanziario netto	(111)	(28)	(2)
Passività a lungo e a breve	(226)	(17)	(9)
Effetto netto dei disinvestimenti	**185**	**22**	**38**
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	(54)	(6)	47
Trasferimento a partecipazioni non consolidate	(51)		
Totale prezzo di vendita	**80**	**16**	**85**
a dedurre:			
Disponibilità liquide	(63)	(2)	(1)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	**17**	**14**	**84**

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è stato redatto secondo le disposizioni del Capo III del decreto legislativo 9 aprile 1991, n. 127, integrate dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri (C.N.D.C.) e, ove mancanti, da quelli emanati dall'International Accounting Standards Committee (I.A.S.C.). Poiché non previsti dai principi indicati, sono stati adottati i criteri specifici dell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi applicati a livello internazionale, con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto e alla rilevazione dei "Production Sharing Agreement" (insieme "i principi contabili italiani").

Il bilancio consolidato comprende il bilancio dell'Eni SpA e delle imprese italiane ed estere sulle quali l'Eni SpA esercita direttamente o indirettamente il controllo per effetto della disponibilità della maggioranza dei diritti di voto ovvero di diritti di voto sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria. Il bilancio consolidato comprende inoltre, per la quota proporzionale, i bilanci delle imprese controllate congiuntamente con altri soci, salvo che le parti abbiano concordato di valutare l'impresa con il metodo del patrimonio netto; gli effetti del consolidamento proporzionale non sono rilevanti. Sono escluse dall'area di consolidamento le imprese non significative, le imprese possedute esclusivamente allo scopo della successiva alienazione e quelle in liquidazione; gli effetti delle esclusioni non assumono rilevanza.

I bilanci delle imprese consolidate sono oggetto di revisione contabile da parte di società di revisione che esaminano e attestano anche le informazioni chieste per la redazione del bilancio consolidato.

In allegato, che fa parte integrante della nota integrativa, sono forniti l'elenco delle imprese controllate e collegate dell'Eni SpA a norma dell'art. 2359 del codice civile, distinte per settore di attività e per localizzazione con l'indicazione del metodo di consolidamento o del criterio di valutazione applicato, nonché le informazioni relative alle variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio. La variazione più significativa è rappresentata dall'esclusione nella seconda parte dell'esercizio dell'Enirisorse SpA che è stata posta in liquidazione a seguito della cessione del polo integrato per la produzione di zinco e piombo di Portovesme - San Gavino in Sardegna. L'effetto delle variazioni dell'area di consolidamento è indicato nell'illustrazione delle voci di bilancio maggiormente interessate.

Il bilancio consolidato è stato redatto in euro avvalendosi della facoltà, prevista dall'art. 16 comma 3 del decreto legislativo 24 giugno 1998, n. 213 "Disposizioni per l'introduzione dell'Euro nell'ordinamento nazionale", di adottare la nuova moneta per la formazione dei documenti contabili obbligatori a rilevanza esterna anche quando l'euro non è utilizzato come moneta di conto. I valori delle voci di bilancio, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro; i valori in lire relativi all'esercizio in corso e agli esercizi 1997 e 1998, posti a confronto, sono stati convertiti in euro utilizzando il tasso irrevocabile di 1.936,27 lire per euro.

PRINCIPI DI CONSOLIDAMENTO

Partecipazioni in imprese incluse nell'area di consolidamento

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale sono assunti integralmente nel bilancio consolidato; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte del patrimonio netto di competenza delle imprese partecipate. Le quote del patrimonio netto e dell'utile di competenza dei soci di minoranza sono iscritte in apposite voci del bilancio.

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate con il metodo dell'integrazione proporzionale sono assunti nel bilancio consolidato in misura proporzionale alla percentuale di partecipazione; il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto delle imprese partecipate.

La differenza tra il costo di acquisizione delle partecipazioni e la relativa quota del patrimonio netto è imputata a rettifica delle specifiche voci dell'attivo e del passivo sulla base della valutazione a valori correnti effettuata all'atto dell'acquisto o all'atto dell'acquisizione del controllo, se ottenuto a seguito di acquisti successivi. L'eventuale differenza residua, se positiva, è iscritta alla voce dell'attivo "Differenza da consolidamento" e imputata a conto economico applicando il criterio di valutazione previsto per l'avviamento; se negativa, è iscritta alla voce di patrimonio netto "Riserva di consolidamento" e imputata a conto economico quando realizzata.

Operazioni infragruppo

Gli utili e le perdite derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati, se significativi, così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi e gli oneri, nonché le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate. Non sono eliminate le azioni e le obbligazioni quotate in borsa emesse da imprese consolidate e iscritte dalle imprese acquirenti tra le attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni.

Rettifiche di valore e accantonamenti operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie

Le rettifiche di valore e gli accantonamenti operati esclusivamente in applicazione di norme tributarie sono eliminati.

Conversione dei bilanci in moneta estera

I bilanci delle imprese estere sono convertiti in euro applicando alle voci dello stato patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci del conto economico i cambi medi dell'esercizio (fonte: Ufficio Italiano Cambi). I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi in moneta locale o nella moneta funzionale ("functional currency").

Le differenze cambio da conversione sono imputate alla voce del patrimonio netto "Riserva per differenze cambio".

I valori dei bilanci delle imprese operanti in paesi ad alto tasso di inflazione (dove il tasso di inflazione cumulato nel triennio supera il 100%) non sono significativi.

CRITERI DI VALUTAZIONE

I criteri di valutazione adottati nel bilancio consolidato sono gli stessi adottati dall'Eni SpA e dalle imprese controllate per la redazione del bilancio di esercizio, secondo quanto previsto nelle "Norme di Gruppo per la redazione del bilancio di esercizio e delle situazioni contabili infrannuali" emesse dall'Eni SpA. Fanno eccezione i criteri relativi ai beni in locazione finanziaria, alle partecipazioni, alle attività e passività in moneta estera, ai contratti di copertura dal rischio di cambio e ai contributi a fondo perduto che non sono adottati nel bilancio di esercizio per gli effetti fiscali negativi che produrrebbero; l'applicazione di questi criteri è definita nelle "Norme di Gruppo per la redazione del bilancio consolidato e delle situazioni contabili consolidate infrannuali" emesse dall'Eni SpA.

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti:

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri finanziari relativi al periodo di realizzazione del bene. Ai fini della determinazione della quota di oneri finanziari imputabile al costo, si assume che gli investimenti non finanziati da debiti specifici siano prioritariamente finanziati con i flussi del capitale proprio e dell'autofinanziamento generatisi nell'esercizio.

Il costo di acquisto o di produzione si intende al netto dei contributi in conto capitale che si rilevano quando si sono verificate le condizioni per la concessione; il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono od obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte, al mutato potere di acquisto delle monete.

Il costo di acquisizione dei diritti di trasporto del gas naturale è ammortizzato nel periodo di durata dei contratti di riferimento.

L'avviamento è iscritto all'attivo patrimoniale quando è acquisito a titolo oneroso ed è ammortizzato a quote costanti nel periodo di utilizzazione previsto, non superiore a dieci anni a partire da quello di iscrizione; analogo criterio è applicato per la "Differenza da consolidamento".

Le altre immobilizzazioni immateriali, con esclusione di quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.

Le immobilizzazioni immateriali sono svalutate quando il loro valore risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione stimata sulla base del valore normale del bene determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nel settore di attività.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le immobilizzazioni immateriali sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate e tenuto conto dell'ammortamento maturato. La svalutazione dei costi di impianto e di ampliamento, dell'avviamento e della differenza da consolidamento non è oggetto di rivalutazione.

Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali.

Le immobilizzazioni materiali, escluse quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate a quote costanti in relazione alla residua possibilità di utilizzazione dei beni determinata, in conformità alla prassi diffusa in Italia, anche sulla base delle aliquote ordinarie previste dal Ministero delle finanze.

Le svalutazioni e le rivalutazioni sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa sono imputati all'attivo patrimoniale; le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Attività mineraria

Acquisizione di titoli minerari

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve probabili o possibili, riserve certe). Il valore di ciascuna attività è determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi del potenziale esplorativo, rappresentati dai costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma), sono imputati alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione accordato. Se l'esplorazione è abbandonata, il costo residuo è imputato a conto economico.

I costi delle riserve certe e delle riserve probabili e possibili sono imputati alle immobilizzazioni; i costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo dell'unità di prodotto (UOP), come indicato al punto "Sviluppo", considerando sia le riserve certe sviluppate sia quelle non sviluppate; i costi delle riserve probabili e possibili sono sospesi in attesa dell'esito delle successive attività di esplorazione; in caso di esito negativo sono imputati a conto economico.

Esplorazione

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari sia successivamente alla stessa, (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione di pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, ecc.) sono imputati all'attivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo", per rappresentarne la natura di investimento, e sono ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Sviluppo

I costi sostenuti per l'attività di sviluppo (perforazione di pozzi di sviluppo e relativo completamento per la produzione, nonché costruzione e installazione degli impianti necessari all'attività di produzione, acquisizione di concessioni, ecc.) sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alle disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Con tale metodo gli investimenti sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine dell'esercizio, incrementate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo o incidentati sono imputati interamente a conto economico.

Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

Produzione

I costi relativi all'attività di produzione (manutenzioni ordinarie dei pozzi, estrazione, trasporto, ecc.) sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Chiusura e abbandono dei pozzi
I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono accantonati annualmente alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" in modo che il rapporto tra il fondo e l'ammontare dei costi previsti corrisponda al rapporto tra la produzione cumulata a fine periodo e le riserve certe sviluppate a fine periodo incrementate delle produzioni cumulate.

Partecipazioni e titoli immobilizzati

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento sono valutate, se rilevanti, con il criterio del patrimonio netto.

Le altre partecipazioni sono valutate al costo di acquisto, rettificato per perdite durevoli di valore. Il costo è determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali, escludendo l'attribuzione di oneri finanziari. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate.

Il rischio derivante dalle perdite eccedenti il patrimonio netto (deficit patrimoniale) delle partecipate è rilevato al passivo patrimoniale alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri".

I titoli sono iscritti al costo di acquisto integrato degli interessi impliciti maturati alla chiusura dell'esercizio. Il costo così determinato è rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, i titoli sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate.

Rimanenze

Le rimanenze, con esclusione dei lavori in corso su ordinazione, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione, determinato secondo i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali, escludendo l'attribuzione di oneri finanziari, e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio e gas naturale) e di prodotti petroliferi, che rappresentano il 45% e il 51% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 1998 e 1999, è determinato applicando generalmente il metodo LIFO; quello dei prodotti chimici, che rappresentano rispettivamente, il 20% e il 19% delle rimanenze negli esercizi considerati, è determinato applicando generalmente il costo medio.

I lavori in corso su ordinazione, che rappresentano il 14% e il 12% delle rimanenze, rispettivamente al 31 dicembre 1998 e 1999, sono valutati sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori. Gli anticipi corrisposti dai committenti sono detratti dal valore delle rimanenze nei limiti dei corrispettivi maturati, la parte restante è iscritta nelle passività. Le perdite sono rilevate interamente nell'esercizio in cui sono previste. I lavori in corso su ordinazione non fatturati i cui corrispettivi sono pattuiti in moneta estera sono iscritti al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio.

Le altre rimanenze sono valutate applicando generalmente il costo medio.

Crediti e debiti

I crediti sono iscritti al valore presumibile di realizzazione; i debiti sono iscritti al loro valore nominale.

I crediti e i debiti in moneta estera sono iscritti al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio.

Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

Le partecipazioni e i titoli sono iscritti al minore tra il costo di acquisto e il valore di mercato.

Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia alla chiusura dell'esercizio sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato e altri trattamenti a favore dei dipendenti

Alla cessazione del rapporto di lavoro, i dipendenti delle imprese italiane dell'Eni hanno diritto immediato al trattamento di fine rapporto previsto dalla legge. Il trattamento di fine rapporto è stanziato per competenza durante il periodo di rapporto di lavoro dei dipendenti. L'ammontare iscritto in bilancio riflette il debito maturato nei confronti dei dipendenti al netto delle an-

ticipazioni erogate agli stessi. Inoltre l'Eni versa contributi ad alcune organizzazioni dei lavoratori che si occupano della copertura delle spese mediche e di altre provvidenze a favore dei dipendenti. Queste organizzazioni non sono gestite dall'Eni e i contributi da corrispondere sono determinati sulla base delle condizioni previste nei contratti stipulati con le organizzazioni sindacali. I contributi corrisposti alle organizzazioni dei lavoratori, che non sono significativi, sono imputati a conto economico quando corrisposti.

Le obbligazioni derivanti dai fondi pensione relativi ad alcune controllate estere non sono rilevanti.

Garanzie e altri conti d'ordine

Le garanzie sono iscritte in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare nominale della garanzia prestata con esclusione di quelle relative alla concessione di finanziamenti iscritti in bilancio. Le garanzie reali sono iscritte soltanto se concesse su debiti altrui. Le garanzie reali costituite a fronte di debiti propri sono indicate nell'illustrazione della voce di bilancio che rileva i beni oggetto di garanzia.

Gli impegni per contratti derivati (acquisti di valuta a termine, swap, future, ecc.) che comportano lo scambio a termine di capitali o di altre attività o del loro differenziale sono iscritti in calce allo stato patrimoniale al prezzo di regolamento del contratto; gli impegni per contratti derivati diversi dai precedenti (interest rate swap, forward rate agreement, ecc.) sono iscritti al valore nominale del capitale di riferimento. Gli altri impegni sono iscritti per l'ammontare corrispondente all'effettiva obbligazione dell'impresa alla data di chiusura dell'esercizio.

I rischi, possibili ma non probabili, conseguenti a richieste di risarcimenti o a controversie sono iscritti in calce allo stato patrimoniale per l'ammontare preteso ovvero, se la pretesa è giudicata infondata o se tali rischi non sono quantificabili, sono menzionati negli impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale.

Le garanzie e gli altri conti d'ordine in moneta estera sono iscritti applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio o il cambio a termine negoziato come indicato per i contratti derivati.

Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono iscritti al momento del trasferimento della proprietà o del compimento della prestazione. I ricavi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi nonché delle imposte direttamente connesse.

I costi sono riconosciuti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile; il debito previsto è rilevato alla voce "Debiti tributari".

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. Le imposte differite sono rilevate indipendentemente dalla situazione fiscale di perdita presente o prospettica dell'impresa, salvo non si possa dimostrare che il loro pagamento è improbabile; l'iscrizione delle imposte anticipate è subordinata alla ragionevole certezza delle loro recuperabilità.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate se riferite alla stessa impresa. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Ratei e risconti", se passivo, alla voce "Fondo per imposte".

Contratti derivati

Per far fronte al rischio di variazione dei tassi di interesse, dei cambi e dei prezzi, l'Eni stipula contratti derivati a copertura di specifiche operazioni ovvero di esposizioni nette. La politica adottata dall'Eni e la descrizione dei contratti derivati utilizzati sono indicate alla nota n. 15.

I differenziali di interesse da incassare o da pagare sugli interest rate swap e gli interest rate collar sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto. I differenziali di interesse sui forward rate agreement sono rilevati alla liquidazione del contratto e imputati a conto economico per competenza lungo la durata della copertura. I differenziali di interesse maturati e non liquidati alla data di chiusura dell'esercizio o liquidati anticipatamente rispetto alla competenza economica sono rilevati alla voce "Ratei e risconti".

I contratti derivati (swap, future, opzioni, ecc.) di copertura dal rischio di cambio sono valutati al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio e i relativi oneri e proventi sono imputati a conto economico come differenza di cambio. I premi o gli sconti sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto. Relativamente alle opzioni, i premi pagati sono iscritti alla voce "Altri titoli" delle "Immobilizzazioni" o dell'"Attivo circolante", in relazione alla scadenza del contratto.

Gli utili sui contratti derivati di copertura dal rischio prezzi (interest rate swap, future e swap) sono imputati a conto economico nei limiti necessari a compensare le svalutazioni delle attività oggetto di copertura; le perdite sono imputate a conto economico quando sostenute, coerentemente alla valutazione delle attività oggetto di copertura.

Gli utili e le perdite sono classificati coerentemente alle attività, passività o impegno cui si riferiscono.

Costi ambientali

I costi ambientali sono sostenuti o accantonati per prevenire, ridurre, riparare o monitorare l'impatto ambientale delle attività produttive.

I costi ambientali che prolungano la vita utile, la capacità o la sicurezza delle immobilizzazioni materiali sono imputati in aumento delle immobilizzazioni cui si riferiscono. I costi ambientali di carattere ricorrente sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui vengono sostenuti. I rischi e gli oneri sono accantonati alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" quando è probabile o certo che la passività sarà sostenuta e l'ammontare può essere ragionevolmente stimato.

Costi di ristrutturazione

I costi derivanti dagli incentivi all'esodo e dai prepensionamenti sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui il programma di riduzione del personale è definito e si sono verificate le condizioni previste per l'attuazione. La svalutazione delle immobilizzazioni è effettuata quando il valore di iscrizione risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione.

Costi di ricerca scientifica e tecnologica

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, in altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico sono generalmente considerati costi correnti e imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Introduzione della moneta unica europea

Le informazioni relative agli interventi posti in essere dall'Eni per il passaggio all'euro sono indicate nella "Relazione sulla gestione". I costi specificatamente connessi con l'introduzione dell'euro sostenuti al 31 dicembre 1999 ammontano a 23 milioni di euro. Questi costi sono stati imputati interamente a conto economico; parte di questi (15 milioni di euro), riguardanti contratti stipulati o in corso di stipula, sono stati accantonati al "Fondo spese future per l'introduzione dell'euro". I costi rilevati nell'esercizio ammontano a 20 milioni di euro.

MODIFICA DEI CRITERI CONTABILI

Svalutazione/rivalutazione di immobilizzazioni materiali e immateriali

Dall'esercizio 1999, la recuperabilità del valore di iscrizione delle immobilizzazioni materiali e immateriali è verificata applicando il principio contabile internazionale n. 36 "Impairment of Assets", considerato più adeguato, rispetto al criterio applicato in precedenza, per determinare il valore normale dei beni. Questo principio, emanato nel giugno 1998 e obbligatorio dall'esercizio 2000, prevede che la recuperabilità del valore del bene sia verificata direttamente confrontando il valore netto contabile con il valore attuale dei flussi di cassa futuri. In precedenza la recuperabilità era verificata coerentemente al principio statunitense SFAS 121 confrontando in primo luogo il valore netto contabile con i flussi di cassa futuri non attualizzati; solo se questi ultimi erano inferiori al valore netto contabile si procedeva alla svalutazione adeguando il valore iscritto ai flussi di cassa futuri attualizzati. Il criterio era stato applicato per la valutazione delle immobilizzazioni materiali e immateriali a partire dell'esercizio 1996. L'applicazione del nuovo criterio non ha comportato effetti rilevanti perché nell'esercizio 1999 non si sono verificate fattispecie di valutazione che avrebbero prodotto risultati significativamente diversi se si fosse adottato il precedente criterio.

Rilevazione della quota di competenza della produzione e delle riserve certe di idrocarburi nella tipologia contrattuale di "Production Sharing Agreement" (PSA)

Nei Production Sharing Agreement (PSA) la produzione è suddivisa in due parti, di cui una, "Cost Oil", valorizzata ai prezzi di riferimento consente di recuperare i costi sostenuti e l'altra, "Profit Oil", costituisce il profitto che viene suddiviso tra l'Ente Nazionale e

l'Eni. Al fine di adeguarsi alla prassi seguita dalla maggioranza delle compagnie petrolifere internazionali, dal 1999 è stata modificata la metodologia di calcolo della produzione equity e delle riserve certe in alcuni PSA. In particolare sono iscritte nella produzione equity e tra le riserve certe le quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei PSA dove l'onere tributario a carico dell'Eni è assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di "Profit Oil"; la modifica consente di adottare un criterio uniforme nella quantificazione delle produzioni e delle riserve nei diversi paesi, indipendentemente dalla circostanza, di carattere formale, che le imposte siano assolte dall'Eni o dall'Ente Nazionale.

L'applicazione della nuova metodologia ha comportato una rettifica in aumento dei ricavi e delle imposte sul reddito dell'esercizio 1999 di 203 milioni di euro. Qualora la stessa metodologia fosse stata costantemente applicata nel tempo, i ricavi e le imposte sul reddito degli esercizi 1997 e 1998 sarebbero aumentati corrispondentemente di 181 e di 59 milioni di euro.

L'effetto sulla determinazione della produzione e delle riserve certe di competenza, indicate alla nota n. 27, è il seguente:

	(milioni di barili)	(miliardi di metri cubi)	(milioni di boe)
	Petrolio	Gas naturale	Totale
Produzione 1999	15	0,3	17
Revisione 1999 di precedenti stime delle riserve certe	237	29,2	415

NOTE AL BILANCIO

1) Immobilizzazioni immateriali

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1998	Investimenti	Ammortamenti	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	**Valore netto al 31.12.1999**	**Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.1999**
Costi di impianto e di ampliamento	13	5	(3)	(1)	(1)	13	24
Costi di ricerca e di sviluppo	7	637	(515)	8	1	138	68
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	82	28	(54)	(1)	13	68	349
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	157	216	(36)	17	84	438	75
Avviamento	26		(12)	(1)	3	16	85
Differenza da consolidamento	146		(12)	(29)	(1)	104	44
Immobilizzazioni in corso e acconti	130	107			(132)	105	
Altre immobilizzazioni immateriali	1.215	62	(139)	125	30	1.293	998
	1.776	**1.055**	**(771)**	**118**	**(3)**	**2.175**	**1.643**

I *costi di impianto e di ampliamento* di 13 milioni di euro riguardano i costi per l'avvio o l'ampliamento di attività produttive e i costi di aumento del capitale sociale.

I *costi di ricerca e di sviluppo* di 138 milioni di euro riguardano essenzialmente i bonus di firma corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari (132 milioni di euro). La voce accoglie anche i costi di ricerca mineraria ammortizzati interamente nell'esercizio che ammontano a 471 milioni di euro (755 milioni di euro nell'esercizio 1998).

Le *concessioni, licenze, marchi e diritti simili* di 438 milioni di euro riguardano principalmente la concessione per il servizio di distribuzione di gas naturale nello Stato brasiliano di San Paolo (153 milioni di euro), nonché le concessioni di sfruttamento minerario (144 milioni di euro).

La *differenza da consolidamento* rappresenta il maggior costo di acquisizione di partecipazioni consolidate rispetto al corrispondente patrimonio netto a valori correnti. L'ammontare di 104 milioni di euro al 31 dicembre 1999 riguarda, in particolare, l'acquisto della Companhia Sao Paulo de Petròleo SA, ora Agip Distribuidora SA (93 milioni di euro).

Le *altre immobilizzazioni immateriali* di 1.293 milioni di euro riguardano essenzialmente l'acquisizione dei diritti di trasporto del gas naturale di importazione dalla Russia e dall'Algeria (1.152 milioni di euro) e investimenti su beni di terzi.

2) Immobilizzazioni materiali

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1998	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	**Valore netto al 31.12.1999**	**Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.1999**
Terreni e fabbricati	2.400	67	(130)	(57)	2	97	2.379	1.558
Impianti e macchinario	14.195	1.333	(2.513)	(168)	707	2.449	16.003	28.315
Attrezzature industriali e commerciali	403	84	(111)		2	12	390	1.033
Altri beni	211	58	(71)	(1)	1	29	227	640
Immobilizzazioni in corso e acconti	3.662	2.886		(27)	211	(2.657)	4.075	57
	20.871	**4.428**	**(2.825)**	**(253)**	**923**	**(70)**	**23.074**	**31.603**

Gli investimenti di 4.428 milioni di euro (4.167 milioni di euro nell'esercizio 1998) sono riferiti principalmente ai settori Esplorazione e Produzione (2.556 milioni di euro), Gas Naturale (673 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (491 milioni di euro) e Ingegneria e Servizi (402 milioni di euro, di cui 395 milioni di euro relativi all'attività *costruzioni e perforazioni*). Informazioni sugli investimenti effettuati sono indicate nell'andamento operativo dei principali settori di attività compreso nella "Relazione sulla gestione".

Le svalutazioni di 253 milioni di euro riguardano l'adeguamento al valore d'uso di impianti, terreni e altri beni in esercizio per 106 milioni di euro riferiti in particolare ai settori Petrolchimica, Raffinazione e Marketing e Gas Naturale, nonché l'adeguamento al valore d'uso della raffineria di Priolo (75 milioni di euro), di impianti petrolchimici (67 milioni di euro) e di altri beni, nell'ambito dei processi di razionalizzazione.

Le altre variazioni di 70 milioni di euro comprendono cessioni e radiazioni per 104 milioni di euro, conferimenti relativi all'attività alberghiera e ai servizi informatici per 39 milioni di euro, gli effetti della variazione dell'area di consolidamento e altre variazioni per 40 milioni di euro. Queste componenti sono state parzialmente assorbite dalla ripresa di valore di alcuni impianti minerari (113 milioni di euro) a fronte delle svalutazioni effettuate nell'esercizio 1998.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

	%
Fabbricati	3 - 10
Impianti e macchinario	4 - 25
Attrezzature industriali e commerciali	10 - 25

Le rivalutazioni monetarie comprese nel valore delle immobilizzazioni materiali, al lordo e al netto del fondo ammortamento e svalutazione, ammontano, rispettivamente, a 1.537 e a 283 milioni di euro (1.562 e 313 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

Sulle immobilizzazioni materiali sono costituite garanzie reali per un valore nominale di 339 milioni di euro (488 milioni di euro al 31 dicembre 1998) rilasciate principalmente a fronte di finanziamenti. Il valore di iscrizione di queste immobilizzazioni è di 695 milioni di euro.

Immobilizzazioni materiali per settore di attività

(milioni di €)

	31.12.1998	31.12.1999
Immobilizzazioni materiali lorde:		
- Esplorazione e Produzione	18.878	23.329
- Gas Naturale	14.997	15.579
- Raffinazione e Marketing	8.316	8.620
- Petrolchimica	4.356	4.611
- Ingegneria e Servizi	1.898	2.336
- Altre attività	239	202
- Attività in corso di dismissione	340	
	49.024	**54.677**
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Esplorazione e Produzione	11.088	13.174
- Gas Naturale	8.578	9.437
- Raffinazione e Marketing	4.750	5.148
- Petrolchimica	2.285	2.653
- Ingegneria e Servizi	979	1.079
- Altre attività	135	112
- Attività in corso di dismissione	338	
	28.153	**31.603**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Esplorazione e Produzione	7.790	10.155
- Gas Naturale	6.419	6.142
- Raffinazione e Marketing	3.566	3.472
- Petrolchimica	2.071	1.958
- Ingegneria e Servizi	919	1.257
- Altre attività	104	90
- Attività in corso di dismissione	2	
	20.871	**23.074**

3) Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1998	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni	Rivalutazioni	Svalutazioni	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.1999	Fondo svalutazione al 31.12.1999
Partecipazioni in imprese controllate	206	17	(52)	48	(13)	10	29	245	1.204
Partecipazioni in imprese collegate	871	86	(51)	60	(72)	27	(19)	902	268
Partecipazioni in altre imprese	305	11	(31)		(8)	18	4	299	27
	1.382	**114**	**(134)**	**108**	**(93)**	**55**	**14**	**1.446**	**1.499**

Le acquisizioni e sottoscrizioni di 114 milioni di euro riguardano principalmente la sottoscrizione da parte della Snamprogetti Netherlands dell'aumento del capitale della società Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC (Venezuela) (42 milioni di euro) che ha per oggetto la progettazione e costruzione di un complesso per la produzione di ammoniaca e urea in Venezuela, la sottoscrizione dell'aumento del capitale sociale dell'Albacom SpA (37 milioni di euro), nonché l'acquisizione da parte dell'Italgas del 7% della Blu SpA.

Le cessioni di 134 milioni di euro riguardano il 100% della Alliance Alberghi Srl e dell'Agip Hotel Budaors Kft (50 milioni di euro) conferitarie, rispettivamente, dei complessi alberghieri di proprietà della Snam SpA e dell'Agip Hungaria Rt, l'80% della Servizi ICT Srl (22 milioni di euro) conferitaria dei servizi informatici dell'EniData, la residua partecipazione nella Condea Augusta SpA (25 milioni di euro) e altre cessioni minori per complessivi 37 milioni di euro.

Le rivalutazioni e le svalutazioni comprendono la quota di competenza del risultato dell'esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto. In particolare, le rivalutazioni di 108 milioni di euro riguardano la Suedpetrol AG (18 milioni di euro), la Transmediterranean Pipeline Co Ltd (17 milioni di euro) e l'EVC International NV (13 milioni di euro) e altre partecipazioni minori per complessivi 60 milioni di euro; le svalutazioni di 93 milioni di euro riguardano principalmente l'Albacom SpA per 43 milioni di euro e la City Carburoil SA per 10 milioni di euro.

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate al 31 dicembre 1999 e le variazioni dell'area di consolidamento verificatesi nell'esercizio sono indicate nell'allegato "Imprese controllate e collegate dell'Eni SpA al 31 dicembre 1999" che costituisce parte integrante della Nota integrativa.

I valori iscritti si riferiscono alle seguenti imprese:

(milioni di €)

	31.12.1998	31.12.1999
Imprese controllate:		
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	82	96
- Altre (*)	124	149
	206	**245**
Imprese collegate:		
- Polimeri Europa Srl	198	202
- Albacom SpA	91	85
- Superoctanos Ca	64	79
- Raffineria di Milazzo SpA	76	78
- Supermetanol Ca	50	61
- Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	3	45
- Haldor Topsøe AS	35	42
- Transitgas AG	31	30
- Siciliana Gas SpA	26	29
- EVC International NV	16	29
- Inversora de Gas de Cuyana SA	24	26
- Copenor Gie	25	19
- Altre (*)	232	177
	871	**902**
Altre imprese:		
- Nigeria Lng Ltd	70	87
- Ceska Rafinerska AS	42	43
- Interconnector (UK) Ltd	26	30
- Qatar Petrochemical Company Ltd	29	29
- Altre (*)	138	110
	305	**299**
	1.382	**1.446**

(*) Di valore di iscrizione unitario non superiore a 25 milioni di euro.

Il fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, riguarda le seguenti imprese:

(milioni di €)

	31.12.1998	31.12.1999
Enirisorse SpA (in liquidazione)		324
Acna Chimica Organica SpA (in liquidazione)	152	156
Pertusola Sud SpA (in liquidazione)	134	
Agip Middle East BV		13
Fosfotec Srl (in liquidazione)	15	12
Mineraria Campiano SpA (in liquidazione)	14	
Altre imprese	34	20
	349	**525**

A seguito dell'esclusione di Enirisorse SpA (in liquidazione) dall'area di consolidamento, il fondo copertura perdite delle partecipate Pertusola Sud SpA (in liquidazione) e Mineraria Campiano SpA (in liquidazione) non è più evidenziato distintamente nel bilancio consolidato; gli oneri relativi alle partecipazioni sono compresi nel fondo copertura perdite della partecipante Enirisorse SpA (in liquidazione).

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

L'analisi per scadenza dei crediti è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.1998			31.12.1999		
	entro 5 anni	oltre 5 anni	Totale	**entro 5 anni**	**oltre 5 anni**	**Totale**
Crediti verso imprese controllate	372		372	446		446
Crediti verso imprese collegate	287	167	454	203	145	348
Crediti verso altri	333	255	588	501	325	826
	992	**422**	**1.414**	**1.150**	**470**	**1.620**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 249 milioni di euro:

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1998	Riclassifica dal fondo copertura perdite	Altre variazioni	**Valore al 31.12.1999**
	207	**30**	**12**	**249**

I crediti esistenti al 31 dicembre 1999 derivano da finanziamenti strumentali all'attività operativa, (1.407 milioni di euro al 31 dicembre 1998) concessi, in particolare, dal settore Esplorazione e Produzione; il rimborso di crediti per 351 milioni di euro (393 milioni di euro al 31 dicembre 1998) è condizionato all'esito dell'attività finanziata e parte di essi potrà essere convertita in apporti di capitale.

I crediti in moneta estera ammontano a 1.214 milioni di euro (904 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

Immobilizzazioni finanziarie - altri titoli

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1998	**Valore netto al 31.12.1999**
Titoli emessi dallo Stato italiano	86	20
Altri titoli	114	115
	200	**135**

Titoli per 50 milioni di euro sono destinati a impieghi strumentali all'attività operativa (46 milioni di euro al 31 dicembre 1998); 30 milioni di euro di questi titoli sono costituiti in pegno a garanzia dell'attività assicurativa.

4) Rimanenze

(milioni di €)

	31.12.1998					31.12.1999				
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	**Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi**	**Prodotti chimici**	**Lavori in corso su ordinazione**	**Altre**	**Totale**
Materie prime, sussidiarie e di consumo	295	145		406	846	397	152		391	940
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	34	10		84	128	39	14		6	59
Lavori in corso su ordinazione			226		226			274		274
Prodotti finiti e merci	781	330		15	1.126	901	320		98	1.319
Acconti			114	2	116			34		34
	1.110	**485**	**340**	**507**	**2.442**	**1.337**	**486**	**308**	**495**	**2.626**

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 93 milioni di euro:

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1998	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	Valore al 31.12.1999
	254	**34**	**(175)**	**(20)**	**93**

Le utilizzazioni di 175 milioni di euro riguardano per 134 milioni di euro l'annullamento delle svalutazioni di greggio e di prodotti petroliferi effettuate negli esercizi precedenti a seguito della ripresa delle quotazioni internazionali del petrolio.

Rimanenze di greggio e prodotti petroliferi per 568 milioni di euro costituiscono scorte d'obbligo, in conformità alle disposizioni di legge, mentre rimanenze di gas naturale per 97 milioni di euro sono utilizzate per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (rispettivamente, 426 e 120 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

Il valore di iscrizione del greggio e dei prodotti petroliferi è inferiore al costo corrente alla chiusura dell'esercizio per 861 milioni di euro, mentre il valore di iscrizione del gas naturale è inferiore al costo medio dell'esercizio per 225 milioni di euro (rispettivamente, 41 e 202 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

L'incremento della riserva LIFO di 843 milioni di euro deriva essenzialmente dalla ripresa delle quotazioni internazionali del petrolio.

5) Crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.1998				31.12.1999			
	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	**Esigibili entro l'esercizio successivo**	**Esigibili oltre l'esercizio successivo**	**Totale**	**di cui scadenti oltre 5 anni**
Crediti commerciali verso:								
- clienti	5.672	127	5.799		7.035	125	7.160	
- imprese controllate	70		70		64		64	
- imprese collegate	207		207		262		262	
	5.949	**127**	**6.076**		**7.361**	**125**	**7.486**	
Crediti finanziari verso:								
- imprese controllate	74		74		70		70	
- imprese collegate	101		101		345		345	
- altri	394		394		391		391	
	569		**569**		**806**		**806**	
Crediti diversi verso:								
- imprese controllate	13		13		5		5	
- imprese collegate	58		58		69		69	
- altri	2.396	1.549	3.945	2	1.969	1.014	2.983	2
	2.467	**1.549**	**4.016**	**2**	**2.043**	**1.014**	**3.057**	**2**
	8.985	**1.676**	**10.661**	**2**	**10.210**	**1.139**	**11.349**	**2**

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di 680 milioni di euro:

(milioni di €)

	Valore al 31.12.1998	Accantonamenti	Utilizzazioni	Riclassifica dal fondo copertura perdite	Variazione area di consolidamento	Altre variazioni	Valore al 31.12.1999
	777	**47**	**(57)**	**18**	**(133)**	**28**	**680**

I crediti commerciali di 7.486 milioni di euro aumentano di 1.410 milioni di euro a seguito dell'incremento in particolare nei settori Raffinazione e Marketing (1.101 milioni di euro), Gas Naturale (350 milioni di euro) e Petrolchimica (153 milioni di euro), parzialmente assorbito dalla riduzione nel settore Ingegneria e Servizi (218 milioni di euro). L'aumento è dovuto all'effetto congiunto dell'andamento dei ricavi e del differimento dell'incasso dei crediti scadenti in prossimità della chiusura dell'esercizio nell'ambito dei comportamenti di cautela assunti per il passaggio all'anno 2000.

I crediti finanziari di 806 milioni di euro riguardano crediti delle società finanziarie verso banche e altre società finanziarie per 299 milioni di euro (255 milioni di euro al 31 dicembre 1998), crediti di altre imprese verso il sistema bancario per operazioni di investimento e per depositi vincolati per 44 milioni di euro (127 milioni di euro al 31 dicembre 1998), nonché crediti strumentali allo svolgimento dell'attività operativa per 463 milioni di euro (187 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

I crediti diversi verso altri riguardano:

(milioni di €)

	31.12.1998	31.12.1999
Crediti verso:		
- Amministrazione finanziaria italiana:		
. per crediti di imposta sul reddito	1.552	774
. per interessi su crediti di imposta	503	254
. per crediti Iva	343	304
. per altri rapporti	92	42
- amministrazioni finanziarie estere	71	92
- operatori per rapporti in joint venture nell'attività di esplorazione e produzione	229	264
- enti petroliferi esteri per imposte petrolifere	29	210
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	152	155
Acconti per servizi	248	77
Altri crediti	726	811
	3.945	**2.983**

I crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria italiana non comprendono i crediti di imposta riferiti all'esercizio 1988 e i relativi interessi per i quali le imprese dell'Eni hanno presentato ricorso (sostanzialmente Eni SpA per 97 milioni di euro e 99 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 1998 e 1999). Questi crediti sono stati svalutati in attesa dell'esito definitivo del contenzioso. La riduzione dei crediti di imposta sul reddito e dei relativi interessi di 1.027 milioni di euro è dovuta in particolare al rimborso, mediante assegnazione di titoli di Stato, dei crediti di imposta relativi agli esercizi 1988, 1989 e 1990 comprensivi degli interessi al 31 dicembre 1998 (835 milioni di euro), e all'utilizzo di crediti per il pagamento delle imposte (234 milioni di euro), parzialmente assorbiti dai crediti sorti nell'esercizio (56 milioni di euro).

A partire dal 1° gennaio 1997 la remunerazione dei crediti di imposta è del 2,5% per semestre intero.

Circa il 7% dei crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è denominato in moneta estera (5% al 31 dicembre 1998). Al 31 dicembre 1998 e 1999 l'Eni non aveva significative concentrazioni del rischio di credito.

6) Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

(milioni di €)

	Valore netto al 31.12.1998	Valore netto al 31.12.1999
Partecipazioni	11	9
Altri titoli:		
- titoli di Stato italiani	719	1.423
- carta commerciale	186	231
- obbligazioni	231	111
- obbligazioni emesse da imprese dell'Eni	7	6
- altri titoli	172	182
	1.315	**1.953**
	1.326	**1.962**

Gli altri titoli di 1.953 milioni di euro aumentano di 638 milioni di euro per effetto principalmente dei titoli ricevuti a rimborso di crediti di imposta relativi agli esercizi 1988, 1989 e 1990 (736 milioni di euro) e degli investimenti delle imprese finanziarie e assicuratrici (98 milioni di euro), parzialmente assorbiti dai rimborsi dei titoli in scadenza (215 milioni di euro). Parte degli investimenti in obbligazioni sono stati trasformati in titoli di Stato italiani; l'aumento degli investimenti in carta commerciale è dovuto principalmente alle differenze di cambio da conversione (35 milioni di euro).

Titoli per complessivi 317 milioni di euro sono a copertura delle riserve tecniche delle imprese assicuratrici (276 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

7) Disponibilità liquide

L'incremento delle disponibilità liquide di 433 milioni di euro è dovuto in particolare agli accrediti bancari con valuta successiva al 31 dicembre 1999.

8) Ratei e risconti - attivi

(milioni di €)

	Valori al 31.12.1998	Valori al 31.12.1999
Interessi impliciti su debito per investimenti petroliferi	384	411
Imposte sul reddito anticipate	171	225
Differenziali su contratti derivati	117	219
Interessi attivi	71	40
Altri ratei e risconti attivi	125	114
	868	**1.009**

Gli *interessi impliciti* di 411 milioni di euro riguardano gli oneri per interessi, non ancora maturati, sul debito di 1 miliardo di dollari USA contratto nel 1993 per un investimento petrolifero in Nord Africa, da rimborsare in venti rate annuali, senza interessi, con inizio dal 1° gennaio 2000. Il debito è iscritto alla voce "Debiti verso altri finanziatori" al valore nominale di 995 milioni di euro (854 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

I *differenziali su contratti derivati* di 219 milioni di euro riguardano debiti e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa per 123 milioni di euro e altre attività e passività per 96 milioni di euro (rispettivamente 42 e 75 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

9) Patrimonio netto dell'Eni

(milioni di €)

		31.12.1998		31.12.1999
Capitale sociale		4.132		4.133
Riserva legale		223		278
Altre riserve:		5.526		5.947
- riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/93	3.826		3.826	
- riserva disponibile	1.462		1.265	
- riserva per differenze cambio	56		674	
- fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/67	84		84	
- conferimenti leggi 730/83, 749/85 e 41/86	62		65	
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 169/83	19		19	
- finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato	11		8	
- riserva ex art. 13 D.Lgs. 124/93	..		..	
- riserva di consolidamento	6		6	
- riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile	..		..	
Utili portati a nuovo		3.947		5.183
Utile dell'esercizio		2.328		2.857
		16.156		**18.398**

Capitale sociale
Al 31 dicembre 1999 il *capitale sociale* dell'Eni SpA, interamente versato, è rappresentato da n. 8.002.127.653 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire ciascuna.

Riserva legale
La *riserva legale* dell'Eni SpA rappresenta la parte di utili che secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Altre riserve
La *riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/93* riguarda l'incremento del patrimonio netto dell'Eni SpA deliberato dall'Assemblea degli azionisti nel 1995 a norma di quanto previsto dalla legge citata per gli Enti di diritto pubblico trasformati in società per azioni.

La *riserva per differenze cambio* riguarda le differenze da conversione in euro dei bilanci espressi in moneta estera.

Il *fondo investimenti ricerche petrolifere legge 613/67*, ex Agip SpA, è stato ricostituito a seguito della fusione e accoglie utili di precedenti esercizi non assoggettati a Ilor perché destinati a essere reinvestiti in attività di ricerca petrolifera.

I *conferimenti leggi 730/83, 749/85 e 41/86* riguardano i rimborsi effettuati dal Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato l'Eni SpA a contrarre finanziamenti e a emettere obbligazioni con ammortamento a carico dello Stato.

La *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge 169/83*, ex Agip SpA, è stata ricostituita a seguito della fusione e accoglie le plusvalenze in sospensione di imposta realizzate nel 1986 a fronte di cessione di partecipazioni.

I *finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato* riguardano i finanziamenti assunti dall'Eni SpA a fronte della legge 41/86 e non ancora scaduti al termine degli esercizi considerati.

Il patrimonio netto comprende riserve distribuibili per circa 13.000 milioni di euro, alcune di queste riserve sono soggette a tassazione in caso di distribuzione. Su queste riserve sono state stanziate imposte differite per 76 milioni di euro nei limiti dell'ammontare che si prevede di distribuire; le imposte potenziali che sarebbero dovute nel caso di distribuzione delle altre riserve ammontano a circa 625 milioni di euro.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto dell'Eni intervenute negli ultimi tre esercizi

(milioni di €)

	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva disponibile	Conferimenti dello Stato	Riserva adeguamento patrimonio netto l. 292/93	Finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato	Riserve ex Agip SpA ricostituite	Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del cod. civ.	Riserva di consolidamento	Riserva per differenze cambio	Utili portati a nuovo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 1996	**4.131**	**66**	**633**	**45**	**3.962**	**28**				**(215)**	**2.137**	**2.299**	**13.086**
Attribuzione del dividendo (240 lire per azione pari a 0,12 euro)												(992)	(992)
Destinazione dell'utile residuo 1996		53	24								1.230	(1.307)	
Quote capitale e interessi rimborsati dal Ministero del Tesoro				7		(7)							
Ricostituzione riserve ex Agip					(136)		103				33		
Minor costo non attribuibile delle partecipazioni consolidate									9				9
Imposta sostitutiva della maggiorazione di conguaglio D.Lgs. n. 467/97			(11)								(15)		(26)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in valuta estera										601			601
Altre variazioni											2		2
Utile dell'esercizio												2.643	2.643
Saldi al 31 dicembre 1997	**4.131**	**119**	**646**	**52**	**3.826**	**21**	**103**		**9**	**386**	**3.387**	**2.643**	**15.323**
Attribuzione del dividendo (280 lire per azione pari a 0,14 euro)												(1.156)	(1.156)
Destinazione dell'utile residuo 1997		104	816					1			566	(1.487)	
Aumento del capitale sociale	1							(1)					
Quote capitale e interessi rimborsati dal Ministero del Tesoro				10		(10)							
Minor costo non attribuibile delle partecipazioni consolidate									(3)				(3)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in valuta estera										(330)			(330)
Altre variazioni											(6)		(6)
Utile dell'esercizio												2.328	2.328
Saldi al 31 dicembre 1998	**4.132**	**223**	**1.462**	**62**	**3.826**	**11**	**103**	**..**	**6**	**56**	**3.947**	**2.328**	**16.156**
Attribuzione del dividendo (300 lire per azione pari a 0,15 euro)												(1.239)	(1.239)
Destinazione dell'utile residuo 1998		55	(197)					1			1.230	(1.089)	
Aumento del capitale sociale	1							(1)					
Quote capitale e interessi rimborsati dal Ministero del Tesoro				3		(3)							
Differenze cambio da conversione dei bilanci in valuta estera										618			618
Altre variazioni											6		6
Utile dell'esercizio												2.857	2.857
Saldi al 31 dicembre 1999	**4.133**	**278**	**1.265**	**65**	**3.826**	**8**	**103**	**..**	**6**	**674**	**5.183**	**2.857**	**18.398**

Prospetto di raccordo del risultato di esercizio e del patrimonio netto dell'Eni SpA per gli esercizi 1997-1998-1999

(milioni di €)

	Risultato di esercizio			Patrimonio netto		
	1997	1998	1999	31.12.1997	31.12.1998	31.12.1999
Come da bilancio di esercizio dell'Eni SpA	**2.077**	**1.098**	**2.224**	**10.986**	**10.938**	**11.926**
Finanziamenti con servizio del prestito a carico dello Stato				21	11	8
Differenza tra il risultato di esercizio e il patrimonio netto delle partecipazioni consolidate e i corrispondenti valori economici e patrimoniali iscritti nel bilancio di esercizio dell'Eni SpA	(313)	76	1.200	3.771	4.537	5.527
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:						
- maggiore (minore) prezzo di acquisto rispetto al patrimonio netto sottostante	(24)	(19)	(22)	115	240	190
- eliminazione rettifiche e accantonamenti di natura esclusivamente fiscale e uniformità dei principi contabili	871	1.060	203	2.814	2.912	3.021
- eliminazione di (utili)/perdite infragruppo	20	(67)	(12)	(333)	(398)	(412)
- *imposte sul reddito differite e anticipate*	32	221	(681)	(1.080)	(860)	(1.534)
- altre rettifiche	60	101	85	(51)	10	23
	2.723	**2.470**	**2.997**	**16.243**	**17.390**	**19.749**
Interessi di terzi	(80)	(142)	(140)	(920)	(1.234)	(1.351)
Come da bilancio consolidato	**2.643**	**2.328**	**2.857**	**15.323**	**16.156**	**18.398**

10) Capitale e riserve di terzi

Il risultato di esercizio e il patrimonio netto di competenza di azionisti terzi sono riferiti alle seguenti imprese consolidate con il metodo dell'integrazione globale:

(milioni di €)

	Risultato di esercizio			Patrimonio netto		
	1997	1998	1999	31.12.1997	31.12.1998	31.12.1999
Società italiana per il Gas pA	39	59	87	533	561	623
Saipem SpA	34	65	41	214	507	549
Tigaz Tiszantuli Gazszolgaltato Reszvenytarsasag	6	8	10	64	62	69
Altri	1	10	2	109	104	110
	80	**142**	**140**	**920**	**1.234**	**1.351**

11) Fondi per rischi e oneri

(milioni di €)

	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzazioni	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.1998					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	71	12	(8)	(7)	68
Fondo imposte:	1.730	317	(286)	(298)	1.463
- imposte sul reddito differite	1.388	302	(284)	(237)	1.169
- altre imposte	342	15	(2)	(61)	294
Altri fondi per rischi e oneri:					
- fondo smantellamento e ripristino siti	1.171	156	(32)	(31)	1.264
- riserva sinistri e premi compagnie di assicurazioni	427	170	(96)	(6)	495
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	183	159	(12)	19	349
- fondo rischi ambientali	299	77	(57)	(8)	311
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	227	155	(47)	(62)	273
- fondo rischi contrattuali	186	9	(56)	17	156
- fondo rischi per contenziosi	163	10	(122)	18	69
- fondo esodi agevolati	57	11	(20)	(4)	44
- altri fondi (*)	322	60	(92)	(73)	217
	3.035	**807**	**(534)**	**(130)**	**3.178**
	4.836	**1.136**	**(828)**	**(435)**	**4.709**
31.12.1999					
Fondo trattamento di quiescenza e obblighi simili	68	27	(25)	(1)	69
Fondo imposte:	1.463	451	(241)	99	1.772
- imposte sul reddito differite	1.169	417	(229)	91	1.448
- altre imposte	294	34	(12)	8	324
Altri fondi per rischi e oneri:					
- fondo smantellamento e ripristino siti	1.264	181	(48)	82	1.479
- riserva sinistri e premi compagnie di assicurazioni	495	206	(118)	21	604
- fondo copertura perdite di imprese partecipate	349	132	(12)	56	525
- fondo rischi ambientali	311	188	(83)	(4)	412
- fondo dismissioni e ristrutturazioni	273	72	(89)	(135)	121
- fondo rischi contrattuali	156	50	(30)	(17)	159
- fondo rischi per contenziosi	69	18	(3)	(12)	72
- fondo esodi agevolati	44	25	(16)	(7)	46
- altri fondi (*)	217	143	(77)	(35)	248
	3.178	**1.015**	**(476)**	**(51)**	**3.666**
	4.709	**1.493**	**(742)**	**47**	**5.507**

(*) Di importo unitario inferiore a 50 milioni di euro.

Il *fondo imposte* sul reddito differite di 1.448 milioni di euro (1.169 milioni di euro al 31 dicembre 1998) riguarda le passività per imposte differite, al netto delle attività per imposte anticipate compensabili, relative alle differenze temporanee tra i valori patrimoniali iscritti in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti ai fini fiscali. Di seguito sono indicate le passività nette per imposte differite, determinate detraendo dall'ammontare del fondo le imposte sul reddito anticipate non compensabili rilevate alla voce "Ratei e risconti" dell'attivo patrimoniale, nonché l'analisi delle relative differenze temporanee.

Passività nette per imposte differite

		(milioni di €)
	31.12.1998	**31.12.1999**
Imposte sul reddito differite	2.584	2.897
Imposte sul reddito anticipate:		
- compensabili	(1.415)	(1.449)
- non compensabili	(171)	(225)
	998	**1.223**

L'analisi delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

		(milioni di €)
	31.12.1998	**31.12.1999**
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	2.176	2.510
- svalutazioni eccedenti di crediti	80	96
- plusvalenze a tassazione differita	147	90
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	32	76
- altre	149	125
	2.584	**2.897**
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.126)	(1.136)
- rivalutazioni di partecipazioni a norma della legge n. 292/93 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(917)	(917)
- perdite fiscali portate a nuovo	(845)	(652)
- ammortamenti non deducibili	(262)	(250)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(238)	(214)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(133)	(130)
- altre	(447)	(423)
	(3.968)	**(3.722)**
a dedurre:		
svalutazione delle imposte sul reddito anticipate:		
- per rivalutazioni di partecipazioni a norma della legge n. 292/93 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	917	917
- per altre differenze temporanee	739	616
- per perdite fiscali portate a nuovo	726	515
	(1.586)	**(1.674)**
Passività nette per imposte differite	**998**	**1.223**

Perdite fiscali

Secondo la normativa fiscale italiana, le perdite possono essere portate a nuovo nei cinque esercizi successivi; le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo generalmente compreso fra 5 e 15 esercizi, con una quota rilevante che non prevede alcuna scadenza. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 37% per le imprese italiane e ad una aliquota media del 32% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontano a 1.922 milioni di euro e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di €)

	Imprese italiane	Imprese estere
2000	34	25
2001	49	79
2002	67	65
2003	177	53
2004	284	72
oltre 2004		217
illimitatamente		800
	611	**1.311**

Le perdite fiscali di cui è previsto l'utilizzo ammontano a 454 milioni di euro e sono riferite quasi esclusivamente alle imprese estere (452 milioni di euro), le relative imposte anticipate ammontano a 137 milioni di euro.

Il fondo per altre imposte di 324 milioni di euro riguarda principalmente gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi fiscali.

L'ultimo esercizio definito dall'Eni SpA e dalla generalità delle imprese controllate italiane ai fini delle imposte dirette è il 1993. Relativamente alle società estere, la situazione è più articolata; tuttavia, salvo limitate eccezioni, l'ultimo esercizio definito si colloca tra il 1991 e il 1998.

Il fondo smantellamento e ripristino siti di 1.479 milioni di euro accoglie essenzialmente i costi stimati per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti per 1.450 milioni di euro (1.229 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

Il fondo rischi ambientali di 412 milioni di euro accoglie gli oneri previsti per gli interventi ambientali nei settori Petrolchimica (278 milioni di euro) e Raffinazione e Marketing (134 milioni di euro).

Il fondo dismissioni e ristrutturazioni di 121 milioni di euro accoglie gli oneri previsti nei settori Petrolchimica (99 milioni di euro) e Raffinazione e Marketing (22 milioni di euro).

Le altre variazioni di 47 milioni di euro comprendono principalmente le differenze attive di cambio da conversione dei bilanci espressi in moneta estera (211 milioni di euro), parzialmente assorbite dall'effetto della variazione dell'area di consolidamento (66 milioni di euro), nonché dal trasferimento del "Fondo copertura perdite di imprese partecipate" al "Fondo svalutazione crediti" a seguito della svalutazione dei crediti concessi a imprese controllate in liquidazione con patrimonio netto negativo (48 milioni di euro).

12) Debiti

L'analisi per natura e per scadenza dei debiti è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.1998				31.12.1999			
	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	**Esigibili entro l'esercizio successivo**	**Esigibili oltre l'esercizio successivo**	**Totale**	**di cui scadenti oltre 5 anni**
Debiti finanziari:								
A breve termine:								
- banche	3.580		3.580		3.537		3.537	
- altri finanziatori	57		57		28		28	
- rappresentati da titoli di credito					199		199	
- imprese controllate	320		320		318		318	
- imprese collegate	31		31		45		45	
	3.988		**3.988**		**4.127**		**4.127**	
A lungo termine:								
- obbligazioni	5	651	656	129	5	645	650	129
- banche	950	3.347	4.297	586	604	3.516	4.120	351
- altri finanziatori	5	903	908	713	63	1.002	1.065	765
	960	**4.901**	**5.861**	**1.428**	**672**	**5.163**	**5.835**	**1.245**
	4.948	**4.901**	**9.849**	**1.428**	**4.799**	**5.163**	**9.962**	**1.245**
Acconti:								
Terzi:								
- per lavori in corso su ordinazione	567	1	568		327	1	328	
- per altri rapporti	396	1	397		299	3	302	
Imprese controllate:								
- per lavori in corso su ordinazione	16		16					
- per altri rapporti	118		118		177		177	
Imprese collegate:								
- per lavori in corso su ordinazione	27		27		13		13	
- per altri rapporti	1		1					
	1.125	**2**	**1.127**		**816**	**4**	**820**	
Debiti commerciali:								
- rappresentati da titoli di credito	25		25		21		21	
- fornitori	3.273	6	3.279		3.696	58	3.754	
- imprese controllate	57		57		100		100	
- imprese collegate	156		156		325		325	
	3.511	**6**	**3.517**		**4.142**	**58**	**4.200**	
Debiti tributari:								
- accise e imposte di consumo	876		876		1.351		1.351	
- imposte sul reddito	242	49	291		582	47	629	
- altre imposte e tasse	622	2	624		680	12	692	
	1.740	**51**	**1.791**		**2.613**	**59**	**2.672**	
Debiti diversi:								
- fornitori	514	15	529		534	11	545	
- imprese controllate	63		63		27		27	
- imprese collegate	165		165		212		212	
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	189	2	191		169	1	170	
- altri	1.374	232	1.606	149	1.565	241	1.806	155
	2.305	**249**	**2.554**	**149**	**2.507**	**253**	**2.760**	**155**
	13.629	**5.209**	**18.838**	**1.577**	**14.877**	**5.537**	**20.414**	**1.400**

Debiti finanziari

Debiti finanziari a breve termine

L'analisi per valuta dei debiti finanziari a breve termine è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.1998	31.12.1999
Euro	2.806	2.543
Dollaro USA	838	1.384
Lira sterlina	248	228
Corona norvegese	40	135
Franco svizzero	5	82
Altre valute	51	55
	3.988	**4.127**

Il tasso medio di interesse sui debiti finanziari a breve termine era del 4,7% e del 4,5%, rispettivamente per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 1998 e 1999.

L'aumento di 139 milioni di euro dei debiti finanziari a breve termine è dovuto in particolare all'emissione di "Euro Commercial Paper" da parte dell'Eni Coordination Center SA (199 milioni di euro).

Debiti finanziari a lungo termine

I debiti finanziari a lungo termine al 31 dicembre 1998 e 1999, comprese le quote a breve, sono indicati di seguito con le relative scadenze:

(milioni di €)

Tipo	Scadenza	Al 31 dicembre		Scad.	Scadenza a lungo termine					
		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Oltre	Totale
Verso banche:										
- mutui ordinari	**2000-2008**	3.523	3.498	492	1.472	681	274	326	253	3.006
- mutui a tasso agevolato	**2000-2008**	364	369	58	56	54	56	56	89	311
- mutui a tasso di cambio agevolato	**2000-2008**	173	37	15	7	6	3	2	4	22
- credito all'esportazione assicurato	**2000-2006**	34	24	4	5	4	3	3	5	20
- credito all'esportazione ordinario	**2000-2004**	181	174	35	35	35	35	34		139
- altri	**2000-2004**	22	18		15	1	1	1		18
		4.297	**4.120**	**604**	**1.590**	**781**	**372**	**422**	**351**	**3.516**
Obbligazioni:										
- ordinarie	**2000-2005**	656	650	5			516		129	645
Altri debiti	**2000-2019**	908	1.065	63	54	51	50	82	765	1.002
		5.861	**5.835**	**672**	**1.644**	**832**	**938**	**504**	**1.245**	**5.163**

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 1998 e 1999 i debiti soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a 150 e a 96 milioni di euro. L'Eni ha rispettato le condizioni concordate.

I mutui a tasso di cambio agevolato di 37 milioni di euro riguardano finanziamenti concessi da organizzazioni europee, ad esempio 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. Questi debiti sono iscritti al cambio storico rettificato della differenza di cambio di competenza dell'Eni.

Le *obbligazioni* di 650 milioni di euro riguardano essenzialmente quelle emesse dall'Eni SpA per 527 e 521 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 1998 e 1999.

Debiti per 146 e 193 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 1998 e 1999, sono garantiti da ipoteche e privilegi su beni immobili di imprese consolidate e da pegni su titoli.

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.

	(milioni di €) 31.12.1998	Tasso medio	(milioni di €) **31.12.1999**	Tasso medio
Euro	4.565	5,1	3.931	4,7
Dollaro USA	1.248	6,7	1.872	5,6
Lira sterlina	5	10,4	4	10,2
Altre valute	43	7,1	28	6,5
	5.861		**5.835**	

L'Eni dispone di linee di credito a lungo termine non utilizzate presso banche nazionali ed estere. 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. 15 per maggiori informazioni).

I debiti commerciali di 4.200 milioni di euro aumentano di 683 milioni di euro a seguito principalmente dell'incremento dei costi operativi, in particolare nei settori Raffinazione e Marketing (612 milioni di euro), Gas Naturale (104 milioni di euro) e Petrolchimica (103 milioni di euro), parzialmente assorbito dalla riduzione dei debiti nel settore Ingegneria e Servizi (112 milioni di euro) connessa in particolare alla flessione dell'attività.

I debiti tributari di 2.672 milioni di euro aumentano di 881 milioni di euro per effetto essenzialmente del differimento al 3 gennaio 2000, previsto dalla legge 13 dicembre 1999, n. 466, del pagamento delle accise scadente il 31 dicembre 1999 (422 milioni di euro), nell'ambito dei comportamenti di cautela assunti per il passaggio all'anno 2000, nonché per l'aumento del debito per imposte sul reddito delle imprese estere operanti nell'attività di produzione di idrocarburi (231 milioni di euro) e dell'Eni SpA (112 milioni di euro) conseguenti ai maggiori utili realizzati rispetto all'esercizio precedente.

13) Ratei e risconti - passivi

	Valori al 31.12.1998	(milioni di €) **Valori al 31.12.1999**
Ricavi e proventi anticipati	156	147
Differenziali su contratti derivati	61	179
Interessi passivi su finanziamenti e mutui	83	76
Canoni di affitto	56	56
Premi delle compagnie di assicurazioni	22	24
Altri ratei e risconti passivi	48	45
	426	**527**

I differenziali su contratti derivati riguardano crediti e debiti finanziari per 124 milioni di euro e altre attività e passività monetarie per 55 milioni di euro (rispettivamente 19 e 42 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

14) Garanzie

(milioni di €)

	31.12.1998				31.12.1999			
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale
Imprese controllate	294	247		541	234	614		848
Imprese collegate	83	300	77	460	60	318	78	456
Imprese consolidate		3.637		3.637		4.110	85	4.195
Altri	69	76		145	28	92		120
	446	**4.260**	**77**	**4.783**	**322**	**5.134**	**163**	**5.619**

Le *garanzie personali* prestate nell'interesse di imprese controllate e collegate non consolidate di 1.226 milioni di euro (924 milioni di euro al 31 dicembre 1998) riguardano principalmente: (i) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di patronage rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e di linee di credito per 560 milioni di euro (802 milioni di euro al 31 dicembre 1998); (ii) contratti autonomi e altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di cessioni e acquisti di partecipazioni per 391 milioni di euro (36 milioni di euro al 31 dicembre 1998) e all'Amministrazione finanziaria a fronte del rimborso di crediti Iva per 154 milioni di euro (33 milioni di euro al 31 dicembre 1998); (iii) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a clienti per partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 71 milioni di euro (45 milioni di euro al 31 dicembre 1998). L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 1999 a fronte delle suddette garanzie è di 1.002 milioni di euro (604 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

Le *garanzie personali* prestate nell'interesse di imprese consolidate di 4.110 milioni di euro (3.637 milioni di euro al 31 dicembre 1998) riguardano principalmente contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di: (i) partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 1.528 milioni di euro (1.568 milioni di euro al 31 dicembre 1998); (ii) rischi assicurativi per 995 milioni di euro che l'Eni ha riassicurato (854 milioni di euro al 31 dicembre 1998); (iii) adempimento di obbligazioni derivanti dall'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi per 946 milioni di euro (504 milioni di euro al 31 dicembre 1998); (iv) rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 181 milioni di euro (253 milioni di euro al 31 dicembre 1998). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 3.686 milioni di euro (3.481 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

Le *garanzie reali* di 163 milioni di euro (77 milioni di euro al 31 dicembre 1998) sono relative a pegni su azioni rilasciati a banche a fronte di finanziamenti. L'impegno effettivo è di 158 milioni di euro (77 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

15) Altri conti d'ordine

(milioni di €)

	31.12.1998	31.12.1999
Impegni:		
- contratti derivati	8.309	8.493
- acquisto di beni	403	190
- vendita di beni	151	122
- altri	714	768
Rischi	789	565
	10.366	**10.138**

Gli *impegni* per contratti derivati di 8.493 milioni di euro sono analizzati nel punto successivo "Contratti derivati" dove vengono evidenziati, coerentemente alla prassi internazionale, tutti i contratti derivati in essere al 31 dicembre 1998 e 1999 prescindendo dall'assunzione dell'impegno che comportano; sono pertanto compresi i contratti derivati che attribuiscono mere facoltà, come le opzioni, i contratti su cambi a termine che comportano lo scambio di due valute estere sono indicati non solo per l'ammontare acquistato ma anche per quello venduto e infine il valore dei contratti a termine su valute è espresso al cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio anziché al prezzo di regolamento del contratto. Per questi motivi i valori riportati 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, rispettivamente di 190 e 122 milioni di euro, riguardano principalmente beni di investimento e titoli destinati alla negoziazione. In particolare gli impegni di acquisto di titoli si riferiscono per 147 milioni di euro (289 milioni di euro al 31 dicembre 1998) 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 768 milioni di euro riguardano principalmente: (i) gli investimenti previsti dall'accordo di programma per l'area di Porto Marghera sottoscritto dall'EniChem SpA con i Ministeri dell'industria, del commercio e dell'artigianato, dei lavori pubblici, dell'ambiente 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 per 449 milioni di euro (519 milioni di euro al 31 dicembre 1998); (ii) gli impegni 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 per 227 milioni di euro (150 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

I *rischi* di 565 milioni di euro si riferiscono essenzialmente a: (i) indennizzi relativi ad impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 179 milioni di euro (207 milioni di euro al 31 dicembre 1998); (ii) rischi per danni di natura ambientale di 155 milioni di euro (148 milioni di euro al 31 dicembre 1998); (iii) rischi di custodia di beni di terzi per 123 milioni di euro (53 milioni di euro al 31 dicembre 1998); (iv) rischi per contenziosi fiscali di 59 milioni di euro (310 milioni di euro al 31 dicembre 1998). Tra i contenziosi ambientali si evidenzia l'azione intrapresa dal Ministero dell'ambiente nel 1992 contro l'EniChem SpA (135 milioni di euro). Il relativo commento è indicato successivamente al punto "Contenziosi".

Contratti derivati

L'Eni opera a livello internazionale nelle attività del petrolio e gas naturale, 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 concentrata 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, ecc.). 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 ad 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 31.12.1998	**Valore nominale al 31.12.1999**
Interest rate swap (IRS)	3.297	3.671
Forward rate agreement (FRA)	264	771
Interest rate collar	206	126
	3.767	**4.568**

Gli *interest rate swap (I.R.S.)* 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.

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.

	31.12.1998	**31.12.1999**
Acquistare tasso fisso/Vendere tasso variabile-valore nominale (milioni di euro)	316	363
- tasso medio ponderato acquistato	9,83%	7,41%
- tasso medio ponderato venduto	3,84%	3,46%
- scadenza media ponderata (anni)	4,53	5,50
Acquistare tasso variabile/Vendere tasso variabile-valore nominale (milioni di euro)	1.464	1.228
- tasso medio ponderato acquistato	4,81%	3,50%
- tasso medio ponderato venduto	4,76%	3,29%
- scadenza media ponderata (anni)	5,27	5,12
Vendere tasso fisso/Acquistare tasso variabile-valore nominale (milioni di euro)	1.517	2.080
- tasso medio ponderato venduto	4,78%	4,32%
- tasso medio ponderato acquistato	6,62%	3,95%
- scadenza media ponderata (anni)	1,63	1,75

I *forward rate agreement (F.R.A.)* sui tassi di interesse sono utilizzati dall'Eni generalmente per compensare variazioni dei tassi variabili relativi a operazioni a breve e a lungo 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 (264 e 771 milioni di euro rispettivamente al 31 dicembre 1998 e 1999); la maggior parte di questi contratti ha scadenza inferiore all'anno. Gli utili e le perdite stimati al 31 dicembre 1999 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. Questi contratti hanno scadenze non superiori a sette anni. L'Eni utilizza anche zero-cost collar che non comportano il pagamento di premi.

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 31.12.1998	**Valore nominale al 31.12.1999**
Contratti su cambi a termine	3.936	4.019
Opzioni	741	180
	4.677	**4.199**

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 sia per l'ammontare acquistato sia per l'ammontare venduto. La scadenza di questi contratti è raramente superiore ad un anno.

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, normalmente un anno.

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.

(milioni di €)

Valuta	Valore nominale al 31.12.1998		Valore nominale al 31.12.1999	
	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite
Dollaro USA	182	1.856	576	1.723
Lira sterlina	16	522	1	473
Corona norvegese	101	379	58	397
Dollaro australiano	120	118	146	146
Riyal Saudita		73		109
Yen	58	67	47	50
Euro	722	220	149	55
Franco svizzero	208	11	205	49
Altre valute	1	23	1	14
	1.408	**3.269**	**1.183**	**3.016**

Gestione del rischio sui prezzi delle merci

I contratti derivati su merci sono stipulati essenzialmente dal settore Raffinazione e 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 1998 e 1999 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 collegate 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 riportata una sintesi dei procedimenti più rilevanti.

Procedimenti giudiziari o arbitrali

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. Il procedimento arbitrale è ancora nella fase istruttoria. A seguito del completamento delle verifiche di carattere tecnico, contabile e amministrativo e a seguito di apposite perizie, sarà possibile determinare l'esatto valore delle richieste avanzate. Le società convenute hanno proposto domande riconvenzionali. Montedison SpA, nel corso del 1997, ha promosso un'azione di danni nei confronti di Agip SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) e Snam SpA in merito allo scioglimento della joint venture Enimont. Agip SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) e Snam SpA, costituitesi in giudizio, hanno eccepito la totale infondatezza della domanda di Montedison.

Alla fine del 1995 Finpas SpA, attualmente soggetta a procedura fallimentare, ha intrapreso un giudizio contro EniChem SpA ("EniChem") al fine di ottenere la revoca dell'acquisto di azioni di Auschem SpA e la restituzione da parte dell'EniChem del prezzo pagato all'atto dell'acquisto, pari a 44 milioni di euro, oltre agli interessi maturati su detta somma. EniChem si è costituita in giudizio e ha contestato la domanda attorea.

Nel 1991 Agrifactoring SpA ("Agrifactoring") ha avviato un'azione giudiziaria contro Serfactoring SpA ("Serfactoring", 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. Originariamente tali crediti erano vantati da EniChem Agricoltura SpA (ora Agricoltura SpA in liquidazione) ("Agricoltura") e Terni Industrie Chimiche SpA ("Terni Industrie Chimiche") 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 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 richiesta 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. L'azione giudiziaria contro Serfactoring, riunita con quelle promosse da Agricoltura e Terni Industrie Chimiche, è ancora in corso.

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. Per il 1991 è stata altresì contestata ai soli fini Ilor la deducibilità del prezzo di 246 milioni di euro corrisposto all'Eni SpA per l'acquisto di un diritto di usufrutto su titoli azionari. Queste contestazioni sono state tutte giudicate infondate e conseguentemente annullate dalla Commissione Tributaria Provinciale di Milano con quattro sentenze, rispettivamente del 18 febbraio 1997, 18 marzo 1998, 31 marzo 1999 e 11 febbraio 2000. L'appello dell'Amministrazione finanziaria dello Stato avverso la prima sentenza è stato respinto dalla Commissione Regionale di Milano con sentenza dell'8 febbraio 2000. L'appello avverso la seconda attende di essere discusso davanti alla stessa Commissione Regionale. Per la terza e la quarta sentenza pendono i termini per l'impugnazione da parte dell'Amministrazione finanziaria.

Nel dicembre 1997 è stato notificato alla Snam SpA, ai fini delle imposte dirette relative all'esercizio 1991, un atto di accertamento che, per difetto di inerenza, nega la deducibilità di un compenso di 77 milioni di euro corrisposto all'Agip SpA (ora incorporata nell'Eni SpA) a fronte dell'accordo per la copertura degli oneri derivanti dalla riconversione e dall'adeguamento del sistema di modulazione e stoccaggio del gas naturale. L'atto di accertamento predetto, tempestivamente impugnato dalla Società, è stato annullato dalla Commissione Tributaria Provinciale di Milano con sentenza del 13 gennaio 1999 relativamente alla quale pendono tuttora i termini per un'eventuale impugnazione da parte dell'Amministrazione finanziaria.

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 conferita all'Enimont 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.

Nel 1997 ha avuto luogo presso il Tribunale di Venezia l'udienza preliminare in merito al procedimento aperto dalla Procura della Repubblica con la richiesta di rinvio a giudizio di 31 persone, fra le quali 10 tra attuali o precedenti dirigenti e amministratori di società controllate dell'EniChem SpA. L'azione legale era stata mossa in relazione alla gestione di impianti di Porto Marghera a decorrere dai primi anni '70 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 prevalentemente da società non appartenenti all'Eni. Il Giudice dell'Udienza Preliminare ha disposto il rinvio a giudizio delle persone imputate. Il giudizio ha avuto inizio nel marzo 1998 e prima dell'inizio del dibattimento le parti civili persone fisiche sono state tacitate dalle società responsabili civili, tra cui l'EniChem SpA, con la somma complessiva di 33 milioni di euro. A tale risarcimento l'EniChem SpA ha concorso con la somma di 8 milioni di euro. Il risarcimento del danno lamentato, che non costituisce ammissione di responsabilità per i fatti di cui al processo, è stato versato anche a titolo di solidarietà verso le persone colpite dagli eventi di morte o malattia. La società sta gestendo con la compagnia assicurativa l'aspetto assicurativo. Rimangono costituite come parti civili Enti, Associazioni e 28 persone fisiche inserite nel processo a seguito di una contestazione suppletiva del Pubblico Ministero.

A seguito di un'ordinanza del 1996 del Ministro dell'ambiente, nel febbraio 1997 l'EniChem SpA ("EniChem") ha consegnato al Magistrato alle Acque di Venezia il progetto generale degli interventi sull'impianto di Porto Marghera e ha avviato nel corso dello stesso anno la realizzazione di singoli interventi migliorativi ricompresi nel piano generale. Nell'ottobre 1997 il Sindaco di Venezia ha chiesto alla Montedison SpA e all'EniChem di predisporre un progetto definitivo per il risanamento del tratto terminale del Brentelle, canale demaniale che scorre all'interno del Petrolchimico. L'EniChem, che si considera estranea al degrado del canale perché l'utilizzo dello stesso come sbocco degli scarichi industriali è di molti anni precedente l'assunzione della gestione degli impianti da parte di EniChem, ha presentato al Tribunale Amministrativo Regionale con sede a Venezia un ricorso volto a ottenere l'annullamento del provvedimento del Sindaco. EniChem ha presentato ugualmente al Sindaco il progetto definitivo, nel quadro di una fattiva collaborazione per la risoluzione dei problemi della laguna di Venezia. Nonostante la pendenza del giudizio, il 25 novembre 1998 il Sindaco di Venezia ha ordinato all'EniChem l'avvio dei lavori previsti dal progetto. L'EniChem ha presentato ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale anche contro questo provvedimento che si pone in contraddizione con i contenuti dell'Accordo di Programma sulla chimica a Porto Marghera, sottoscritto il 21 ottobre 1998, che prevede che gli interventi di bonifica dei canali industriali siano eseguiti dal Magistrato alle Acque di Venezia.

Un procedimento aperto nel luglio 1995 dalla Procura della Repubblica presso la Pretura di Venezia, per danneggiamento della laguna a seguito di scarichi nei quali viene ipotizzata la presenza di diossina, è ancora nella fase delle indagini preliminari.

La stessa Procura ha altresì avviato nel 1996 un altro procedimento, ancora nella fase di indagini preliminari, volto all'accertamento delle responsabilità per l'asserita contaminazione della laguna da sostanze scaricate dal Petrolchimico di Porto Marghera. Nell'ambito di questo procedimento, nel corso del 1998, è stato disposto dapprima il sequestro e poi il dissequestro dello scarico SM 15 dello stabilimento di Porto Marghera.

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

Nel marzo 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha riscontrato da parte della Snam SpA l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoriamento, ha irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro e ha richiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam SpA, 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 ha tempo un anno dall'ordinanza per impugnare la decisione presentando ricorso.

BP Chemicals Ltd aveva impugnato la decisione della Commissione UE del 27 luglio 1994 concernente le ricapitalizzazioni di EniChem SpA ("EniChem") effettuate dall'Eni nel 1992, 1993 e 1994 per un totale di 2.476 milioni di euro. La decisione della Commissione aveva considerato aiuti compatibili le prime due ricapitalizzazioni, mentre per la terza non aveva ritenuto trattarsi di "aiuto". Nel mese di settembre 1998 si è avuta notizia della sentenza del Tribunale di prima istanza che accoglie il ricorso, annullando la decisione della Commissione per difetto di motivazione per quanto concerne la ricapitalizzazione del 1994 di 1.549 milioni di euro. La Commissione ha instaurato una nuova procedura di accertamento che, ove negativa, potrebbe essere di nuovo impugnata dallo Stato italiano e dall'EniChem. Nell'ipotesi, da considerarsi remota, in cui al termine di tutte queste procedure la decisione finale fosse per lei sfavorevole, EniChem dovrebbe restituire all'Eni le somme ricevute con il suddetto aumento di capitale.

Con delibera del 7 ottobre 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha avviato un'istruttoria nei confronti delle imprese petrolifere e delle associazioni di categoria per presunte intese restrittive della concorrenza, sia verticali sia orizzontali, consistenti, rispettivamente, nella fissazione del prezzo di vendita finale dei carburanti e nella disincentivazione dei gestori a praticare sconti rispetto ai prezzi consigliati dalle compagnie petrolifere. In data 4 aprile 2000 l'Autorità garante ha inviato alle parti coinvolte (tra cui l'AgipPetroli) un documento riportante le risultanze istruttorie a tale data in cui si configura l'esistenza di comportamenti lesivi della concorrenza da parte delle imprese petrolifere e delle associazioni di categoria riguardo ai prezzi di vendita e ai margini dei gestori. Le parti coinvolte possono esercitare, entro il 5 maggio 2000, il diritto di essere sentite e presentare memorie, scritti e documenti. Il termine di conclusione del procedimento è fissato per l'11 maggio 2000.

Con la deliberazione n. 193/99 del 22 dicembre 1999 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha imposto una riduzione dal 1° gennaio 2000 di 23,7 lire al metro cubo delle tariffe finali praticate dai distributori per la parte relativa alla componente di costo materia prima e ha imposto che i prezzi di cessione del gas naturale sottoposti a regime di sorveglianza vengano rinegoziati nel rispetto del criterio di aderenza ai costi. Snam e altri operatori del settore hanno fatto ricorso al Tribunale Amministrativo Regionale Lombardia richiedendo l'annullamento della delibera.

Altri impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale

Per coprire la domanda di gas naturale del mercato italiano nel medio e lungo periodo l'Eni ha stipulato contratti di acquisto a lungo termine che hanno una durata residua media di circa 20 anni. I contratti attualmente in essere, che contengono clausole di "take or pay", assicurano complessivamente circa 1.220 miliardi di metri cubi di gas naturale. I prezzi di questi contratti sono periodicamente rivisti in base all'andamento di quelli di alcuni prodotti petroliferi. A seguito di questi contratti, l'Eni ha anche stipulato con terzi contratti di trasporto a lungo termine di gas naturale dal punto di consegna del fornitore estero fino al territorio nazionale. Questi contratti, che contengono generalmente clausole di "ship or pay", assicurano complessivamente il trasporto di circa 750 miliardi di metri cubi di gas naturale. Gli approvvigionamenti e il trasporto di gas naturale finora non hanno mai comportato l'applicazione di clausole di "take or pay" o "ship or pay". Nel maggio 1999 è stata conferita delega al Governo per l'emanazione, entro il 23 maggio 2000, dei decreti legislativi per il recepimento della Direttiva sul Gas 98/30/CE cui dovrà essere data attuazione dagli Stati Membri entro il 10 agosto 2000. Nel febbraio 2000 la Presidenza del Consiglio dei Ministri ha pubblicato lo schema di decreto legislativo in attuazione della legge delega che, coerentemente con la Direttiva sul Gas, prevede la tutela degli obblighi di "take or pay". Tuttavia, qualora il testo definitivo del decreto non si discostasse dallo schema attuale riguardo alla fissazione delle quote massime di mercato è prevedibile che dalla sua applicazione, con riferimento agli obblighi di "take or pay" e di "ship or pay", derivi un impatto negativo per l'Eni.

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 in quasi tutti i paesi in cui opera. 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 a copertura dei rischi ambientali e dei fondi rischi accantonati (412 milioni di euro) - 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 possibili effetti del decreto del Ministero dell'ambiente n. 471/99 e di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iii) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (iv) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

16) 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. 27. 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

	1997	1998	(milioni di €) 1999
Esplorazione e Produzione	3.865	2.956	1.852
Gas Naturale	9.565	9.273	9.505
Raffinazione e Marketing	25.912	24.375	28.956
Petrolchimica	4.644	3.788	3.780
Ingegneria e Servizi	1.691	1.987	2.011
Altre attività	138	169	157
Attività in corso di dismissione	463	252	83
	46.278	**42.800**	**46.344**

Aree geografiche di destinazione

	1997	1998	(milioni di €) 1999
Italia	32.641	30.361	31.987
Resto dell'Unione Europea	5.884	5.083	5.898
Resto dell'Europa	2.045	2.062	2.065
Americhe	2.312	2.348	2.747
Africa	1.564	1.677	2.074
Asia	1.813	1.250	1.559
Altre aree	19	19	14
	46.278	**42.800**	**46.344**

L'aumento dei ricavi nelle diverse aree geografiche deriva essenzialmente dall'incremento complessivo dei ricavi, nonché, limitatamente all'Africa, dagli effetti della diversa metodologia di rilevazione della quota di competenza della produzione di idrocarburi in alcuni PSA (203 milioni di euro).

Ricavi netti della gestione caratteristica

I ricavi netti della gestione caratteristica, indicati nel conto economico riclassificato riportato alla nota n. 27, sono così determinati:

	1997	1998	(milioni di €) 1999
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	46.278	42.800	46.344
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	744	942	702
a dedurre:			
- accise	(13.753)	(13.852)	(13.911)
- vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.298)	(896)	(1.086)
- prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(612)	(653)	(624)
- vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito dell'AgipPetroli SpA			(417)
	31.359	**28.341**	**31.008**

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 22.

Altri ricavi e proventi

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	122	115	128
Risarcimento danni	45	88	121
Rivalutazione delle immobilizzazioni materiali precedentemente svalutate		2	113
Locazioni e affitti di azienda	87	75	86
Utilizzo fondi per rischi e oneri eccedenti	55	84	85
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	102	56	59
Concorso degli utenti alle spese di allacciamento gas metano	54	35	36
Contributi in conto esercizio	15	20	26
Utilizzo brevetti, licenze e concessioni	28	22	26
Rivalutazioni di crediti compresi nell'attivo circolante	17	11	22
Altri proventi	130	255	283
Totale come da schema di conto economico legale	**655**	**763**	**985**
a dedurre:			
- rimborsi di costi per il personale	(39)	(36)	(33)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**616**	**727**	**952**

17) Costi della produzione

Di seguito si analizzano le principali voci dei "Costi della produzione" e si espone il raccordo con le voci del conto economico riclassificato in conformità ai principi contabili internazionali riportato alla nota n. 27. I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	14.713	11.934	14.692
Costi per servizi	5.330	6.173	6.035
Costi per godimento di beni di terzi	1.155	1.048	941
Svalutazione di crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	100	66	41
Variazione delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(21)	43	(106)
Variazione delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	43	121	(138)
Accantonamenti per rischi	313	61	188
Altri accantonamenti	299	374	469
Oneri diversi di gestione	14.258	14.419	14.479
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**36.190**	**34.239**	**36.601**
a dedurre:			
- accise	(13.753)	(13.852)	(13.911)
- acquisti in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(1.298)	(896)	(1.086)
- acquisti da gestori di impianti stradali per consegne fatturate ai titolari di carte di credito dell'AgipPetroli SpA			(417)
- prestazioni nell'interesse di partner per attività in joint venture	(612)	(653)	(624)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(716)	(805)	(563)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**19.811**	**18.033**	**20.000**

I *costi per servizi* comprendono compensi di intermediazione per 15 milioni di euro negli esercizi 1997 e 1998 e 19 milioni di euro nell'esercizio 1999.

I *costi per godimento di beni di terzi* comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per 435, 310 e 331 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1997, 1998 e 1999.

Gli *accantonamenti per rischi* comprendono accantonamenti per rischi e oneri ambientali di 116, 34 e 98 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1997, 1998 e 1999.

Gli *altri accantonamenti* comprendono accantonamenti alla riserva sinistri e premi delle compagnie di assicurazione per 118, 170 e 206 milioni di euro, al fondo smantellamento e ripristino siti per 109, 156 e 181 milioni di euro, al fondo manutenzioni cicliche e per revisione navi e aeromobili per 23, 11 e 35 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1997, 1998 e 1999, nonché accantonamenti al fondo spese per l'introduzione dell'euro di 2 e 15 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1998 e 1999.

Gli *oneri diversi di gestione* riguardano essenzialmente le imposte indirette, principalmente accise sugli oli minerali (13.767, 13.875 e 13.933 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1997, 1998 e 1999), l'imposta sul patrimonio netto (71 milioni di euro limitatamente all'esercizio 1997; dall'esercizio 1998 l'imposta è stata soppressa), nonché le minusvalenze da radiazione e cessione di immobilizzazioni materiali e immateriali (41, 44 e 65 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 1997, 1998 e 1999).

Costi per il personale

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Salari e stipendi	2.226	2.234	2.134
Oneri sociali	725	651	621
Trattamento di fine rapporto	128	126	121
Trattamento di quiescenza e simili	17	11	16
Altri costi	147	85	73
Totale come da schema di conto economico legale	**3.243**	**3.107**	**2.965**
a dedurre:			
- rimborsi di costi per il personale	(39)	(36)	(33)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(153)	(154)	(150)
Totale come da schema di conto economico riclassificato	**3.051**	**2.917**	**2.782**

Ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Immobilizzazioni immateriali:			
- ammortamenti	932	984	771
Immobilizzazioni materiali:			
- ammortamenti	2.682	2.798	2.825
- svalutazioni	158	530	106
Totale come da voci dello schema di conto economico legale	**3.772**	**4.312**	**3.702**
a dedurre:			
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(4)	(4)	(4)
Totale come da conto economico riclassificato	**3.768**	**4.308**	**3.698**

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci dell'Eni SpA per l'esercizio 1999 ammontano a 1,646 e 0,355 milioni di euro (rispettivamente 3,140 e 0,250 milioni di euro per l'esercizio 1998). Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio hanno ricoperto la carica di amministratore o di sindaco anche per una frazione di anno.

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 le imprese.

18) Proventi e oneri finanziari e rettifiche di valore di attività finanziarie

Proventi e rivalutazioni di partecipazioni

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Proventi da partecipazioni			
Dividendi	42	67	63
Plusvalenze da cessioni	135	401	17
Altri	4	3	2
	181	**471**	**82**
Rivalutazioni di partecipazioni	91	68	108
	272	**539**	**190**

I dividendi derivano da partecipazioni valutate al costo. Le rivalutazioni di partecipazioni riguardano principalmente la quota di competenza del risultato di esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto (rispettivamente 68, 46 e 61 milioni di euro negli esercizi considerati).

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

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Altri proventi finanziari			
Differenze attive di cambio	748	683	987
Proventi su titoli	246	176	197
Proventi da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	106	101	97
Proventi su contratti derivati finanziari	120	89	62
Interessi su crediti di imposta	74	66	41
Interessi su crediti verso banche	61	89	30
Altri proventi finanziari	210	134	109
	1.565	**1.338**	**1.523**
Rivalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	8	6	
	1.573	**1.344**	**1.523**

I proventi su titoli dell'esercizio comprendono proventi per 95 milioni di euro derivanti dal rimborso dei crediti di imposta relativi agli esercizi 1988, 1989 e 1990 mediante assegnazione di titoli di Stato. I proventi derivano dal maggior tasso di interesse dei titoli rispetto a quello utilizzato per lo stanziamento degli interessi negli esercizi precedenti, nonché dalle cedole maturate sugli interessi compresi nel valore nominale dei titoli assegnati.

Interessi e altri oneri finanziari e svalutazioni di attività finanziarie

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Interessi e altri oneri finanziari			
Differenze passive di cambio	715	634	1.014
Interessi e altri oneri verso banche	805	464	267
Oneri su contratti derivati finanziari	114	89	106
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	45	41	30
Oneri su partecipazioni	124	25	8
Altri interessi e oneri finanziari	152	195	143
	1.955	**1.448**	**1.568**
Svalutazioni di attività finanziarie			
Svalutazioni di partecipazioni	89	118	93
Svalutazioni di attività finanziarie che non costituiscono partecipazioni	9	1	10
	98	**119**	**103**
	2.053	**1.567**	**1.671**

Le svalutazioni di partecipazioni riguardano principalmente la quota di competenza della perdita di esercizio delle partecipazioni valutate con il criterio del patrimonio netto.

Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Immobilizzazioni immateriali:			
- altre			1
Immobilizzazioni materiali:			
- immobilizzazioni in corso	28	32	41
- impianti e macchinario	10	7	12
- attrezzature industriali e commerciali			3
	38	**39**	**57**

19) Proventi e oneri straordinari

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Proventi straordinari			
Effetto pregresso della prima applicazione del principio contabile IAS 12 aggiornato relativo alle imposte sul reddito		273	
Plusvalenze da cessioni	67	57	77
Altri proventi straordinari	76	78	26
	143	**408**	**103**
Oneri straordinari			
Oneri di ristrutturazione:			
- accantonamenti a fondi per rischi e oneri	(207)	(277)	(330)
- svalutazioni e minusvalenze	(38)	(183)	(169)
- incentivazione esodi	(77)	(129)	(110)
	(322)	(589)	(609)
Altri oneri straordinari	(19)	(64)	(22)
	(341)	**(653)**	**(631)**
	(198)	**(245)**	**(528)**

Le plusvalenze da cessioni riguardano le cessioni di partecipazioni, rami d'azienda e di immobilizzazioni materiali effettuate nell'ambito di ristrutturazioni aziendali. In particolare, le plusvalenze di 77 milioni di euro riguardano la cessione dei rami d'azienda relativi all'attività alberghiera (33 milioni di euro) e ai servizi informatici (13 milioni di euro), la cessione di punti di vendita della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (17 milioni di euro), nonché cessioni minori di partecipazioni e di immobilizzazioni materiali (14 milioni di euro).

Gli accantonamenti a fondi per rischi e oneri di 330 milioni di euro riguardano gli oneri a fronte della chiusura di alcuni siti e di ripristini ambientali nel settore Petrolchimica (170 milioni di euro), gli oneri per la liquidazione dell'attività della metallurgia non ferrosa (141 milioni di euro), nonché i rischi per garanzie prestate e gli oneri per impegni assunti a fronte di attività dismesse (19 milioni di euro).

Le svalutazioni e le minusvalenze di 169 milioni di euro riguardano principalmente la svalutazione di immobilizzazioni materiali e crediti riferite ai settori Raffinazione e Marketing (102 milioni di euro) e Petrolchimica (67 milioni di euro).

Gli oneri per incentivazione esodi di 110 milioni di euro riguardano in particolare i settori Petrolchimica (44 milioni di euro), Raffinazione e Marketing (37 milioni di euro) ed Esplorazione e Produzione (12 milioni di euro).

Gli altri oneri straordinari di 22 milioni di euro riguardano contenziosi e rettifiche contabili.

20) Imposte sul reddito dell'esercizio

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Imposte correnti:			
- imprese italiane	1.628	1.228	1.288
- imprese estere operanti nel settore Esplorazione e Produzione	639	134	528
- altre imprese estere	40	42	40
	2.307	**1.404**	**1.856**
a dedurre:			
- crediti di imposta su dividendi non utilizzati per il pagamento delle imposte	(11)	(15)	(2)
	2.296	**1.389**	**1.854**
Imposte differite nette:			
- imprese italiane	(23)	67	113
- imprese estere operanti nel settore Esplorazione e Produzione	(16)	(21)	99
- altre imprese estere	(3)	15	(12)
	(42)	**61**	**200**
	2.254	**1.450**	**2.054**

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane riguardano l'Irpeg per 1.048 milioni di euro, l'Irap per 219 milioni di euro e imposte estere per 21 milioni di euro.

Le imposte correnti e differite dell'esercizio relative alle imprese estere operanti nel settore Esplorazione e Produzione aumentano di 514 milioni di euro rispetto all'esercizio 1998. La variazione è connessa all'aumento del risultato di esercizio delle stesse imprese, conseguente all'incremento delle quotazioni internazionali del petrolio, nonché all'adozione del nuovo criterio di rilevazione delle imposte assolte in natura in alcuni PSA (203 milioni di euro).

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sull'utile prima delle imposte è stata del 40,7% a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 44,2%, che risulta applicando l'aliquota del 37% (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:

%

	1997	1998	1999
Aliquota teorica	**53,2**	**46,3**	**44,2**
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	0,5	(1,8)	(3,0)
- storno dell'onere di imposta differito sulle differenze temporanee delle imprese incorporate	(6,7)	(5,6)	(1,5)
- tassazione dei dividendi comunitari	0,6	0,2	
- svalutazione (utilizzo) di perdite fiscali pregresse	(1,1)	1,4	0,4
- imposte pagate all'estero da imprese italiane	0,5	0,3	0,4
- imposte sulle riserve distribuibili	(0,1)		0,4
- altre motivazioni	(1,6)	(1,0)	(0,2)
	(7,9)	**(6,5)**	**(3,5)**
Aliquota effettiva	**45,3**	**39,8**	**40,7**

21) Utile per azione

L'utile per azione indicato in calce allo schema di conto economico è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza dell'Eni per il numero medio ponderato delle azioni dell'Eni SpA in circolazione durante ciascun esercizio. Nell'esercizio 1997 il numero delle azioni in circolazione è stato di 7.999.205.453; negli esercizi 1998 e 1999 il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è stato, rispettivamente, di 7.999.469.990 e di 8.000.560.080 a seguito dell'emissione di azioni assegnate gratuitamente a dirigenti nell'ambito del piano di incentivazione.

22) Informazioni per settore di attività e per area geografica

Le informazioni per settore di attività e area geografica sono coerenti alle previsioni del principio internazionale IAS 14 aggiornato. I valori complessivi delle informazioni sono quelli indicati negli schemi di bilancio riclassificati secondo i principi contabili internazionali riportati alla nota n. 27. I ricavi infrasettori sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per settore di attività

(milioni di €)

	Esplorazione e Produzione	Gas Naturale	Raffinazione e Marketing	Petrolchimica	Ingegneria e Servizi	Altre attività (a)	Attività in corso di dismissione	Totale
1997								
Ricavi netti della gestione caratteristica (b)	6.897	9.985	11.834	4.985	2.890	417	464	
a dedurre: ricavi infrasettori	(3.643)	(422)	(973)	(345)	(440)	(288)	(2)	
Ricavi da terzi	3.254	9.563	10.861	4.640	2.450	129	462	31.359
Risultato operativo	2.590	2.012	578	187	169	(138)	(53)	5.345
Attività direttamente attribuibili (c)	9.270	11.153	6.758	3.642	2.008	539	279	33.649
Attività non direttamente attribuibili								11.009
Passività direttamente attribuibili (d)	2.975	2.224	2.812	1.100	1.864	705	163	11.843
Passività non direttamente attribuibili								16.571
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.322	881	495	180	237	34	20	4.169
Ammortamenti e svalutazioni	(1.890)	(1.018)	(450)	(264)	(87)	(31)	(28)	(3.768)
1998								
Ricavi netti della gestione caratteristica (b)	5.206	9.625	10.374	4.048	3.348	552	253	
a dedurre: ricavi infrasettori	(2.906)	(353)	(748)	(261)	(410)	(386)	(1)	
Ricavi da terzi	2.300	9.272	9.626	3.787	2.938	166	252	28.341
Risultato operativo	594	2.513	730		198	(168)	(57)	3.810
Attività direttamente attribuibili (c)	9.103	10.755	6.715	3.400	2.500	656	104	33.233
Attività non direttamente attribuibili								8.103
Passività direttamente attribuibili (d)	2.827	2.306	2.716	950	2.162	819	99	11.879
Passività non direttamente attribuibili								12.067
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.882	921	586	331	354	61	17	5.152
Ammortamenti e svalutazioni	(2.374)	(1.073)	(466)	(255)	(108)	(31)	(1)	(4.308)
1999								
Ricavi netti della gestione caratteristica (b)	6.840	9.900	14.415	4.096	2.988	555	83	
a dedurre: ricavi infrasettori	(5.612)	(368)	(873)	(319)	(299)	(398)		
Ricavi da terzi	1.228	9.532	13.542	3.777	2.689	157	83	31.008
Risultato operativo	2.834	2.580	478	(362)	149	(199)		5.480
Attività direttamente attribuibili (c)	11.889	10.951	7.864	3.431	2.629	716		37.480
Attività non direttamente attribuibili								8.717
Passività direttamente attribuibili (d)	3.570	2.507	3.718	1.191	1.661	921		13.568
Passività non direttamente attribuibili								12.880
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	3.268	906	524	289	425	55	16	5.483
Ammortamenti e svalutazioni	(1.656)	(1.071)	(501)	(333)	(111)	(26)		(3.698)

(a) Le "Altre attività" comprendono i valori dell'Eni-Corporate, non significativi.
(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.
(c) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.
(d) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

Informazioni per area geografica

Attività e investimenti per area geografica di localizzazione

(milioni di €)

	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Africa	Americhe	Asia	Altre aree	Totale
1997								
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.246	478	306	904	144	90	1	4.169
1998								
Attività direttamente attribuibili (a)	21.612	3.072	1.646	4.694	1.153	1.038	18	33.233
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.535	439	465	1.103	261	345	4	5.152
1999								
Attività direttamente attribuibili (a)	22.159	3.616	1.993	6.165	2.316	1.226	5	37.480
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	2.238	320	390	1.159	1.095	280	1	5.483

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Italia	19.914	18.059	18.813
Resto dell'Unione Europea	4.182	3.339	3.926
Resto dell'Europa	1.785	1.737	1.816
Africa	1.167	1.160	1.496
Americhe	2.334	2.432	3.148
Asia	1.958	1.596	1.795
Altre aree	19	18	14
	31.359	**28.341**	**31.008**

Le esportazioni dall'Italia dirette a clienti e a imprese consolidate estere sono state di 4.907, 4.439 e 4.605 milioni di euro rispettivamente per il 1997, 1998 e 1999.

23) Attività in dismissione

Nel mese di luglio del 1999, la Snam SpA ha presentato un invito a manifestare interesse, da parte di un unico soggetto o di più soggetti di concerto, all'acquisto di beni immobili di proprietà dell'Eni SpA e di imprese controllate, delle azioni rappresentative di circa il 90% del capitale della Immobiliare Metanopoli SpA, quotate nella borsa italiana, nonché di azioni rappresentative dell'intero capitale della Sieco SpA, società di servizi che cura, tra l'altro, la gestione tecnica di immobili di imprese controllate dell'Eni SpA. La fase di "data room" è stata completata e nel mese di marzo 2000 sono state presentate le offerte.

I valori patrimoniali, economici e finanziari dell'attività immobiliare in dismissione risultanti dal bilancio consolidato dell'Eni non sono rilevanti.

24) Valore di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'Eni utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Questi strumenti riguardano sia attività e passività iscritte sia contratti relativi essenzialmente a rischi fuori bilancio. Di seguito sono riportate le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari.

- *Titoli:* il valore di mercato dei titoli è stimato sulla base delle quotazioni di mercato.
- *Partecipazioni immobilizzate valutate al costo:* le partecipazioni immobilizzate valutate al costo non sono trattate nei mercati regolamentati; la stima del valore di mercato non è effettuata tenuto conto della scarsa significatività del valore e degli eccessivi costi che comporterebbe.

- *Partecipazioni non immobilizzate:* le partecipazioni non immobilizzate sono principalmente trattate in mercati regolamentati, il valore di mercato è pertanto rappresentato dalla loro quotazione.
- *Crediti esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri applicando i tassi di interesse che l'Eni avrebbe potuto ottenere su crediti analoghi. Le differenze tra il valore contabile e il valore di mercato dei crediti al 31 dicembre 1998 e 1999 esigibili oltre l'esercizio successivo non sono rilevanti e quindi non sono state evidenziate.
- *Crediti esigibili entro l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei crediti esigibili entro l'esercizio successivo non è indicato in quanto pressoché equivalente al relativo valore contabile.
- *Obbligazioni, debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine:* il valore di mercato delle obbligazioni e dei debiti finanziari a lungo termine, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri calcolato applicando il costo corrente della provvista per debiti analoghi.
- *Debiti finanziari a breve termine:* il valore contabile dei debiti finanziari a breve termine approssima il valore di mercato considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra l'accensione del prestito e la sua scadenza.
- *Debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo:* il valore di mercato dei debiti commerciali e diversi esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri. Le differenze tra il valore contabile e il valore di mercato dei debiti commerciali e diversi al 31 dicembre 1998 e 1999 esigibili oltre l'esercizio successivo non sono rilevanti e quindi non sono state evidenziate.

(milioni di €)

	31.12.1998		31.12.1999	
	Valore contabile	Valore di mercato	**Valore contabile**	**Valore di mercato**
Titoli e partecipazioni non immobilizzate	1.526	1.586	2.097	2.130
Obbligazioni e debiti finanziari a lungo termine, inclusa la quota a breve e detratti gli interessi impliciti iscritti alla voce "Ratei e risconti" dell'attivo patrimoniale	5.477	5.626	5.424	5.356

- *Contratti derivati:* il valore di mercato dei contratti derivati generalmente riflette l'ammontare stimato che l'Eni dovrebbe pagare o ricevere per porre termine ai contratti alla data di riferimento includendo, quindi, gli utili o le perdite non realizzati relativi ai contratti ancora aperti. Per stimare il valore di mercato dei contratti derivati sono state utilizzate le quotazioni degli operatori di borsa o adeguati modelli di pricing. Il valore contabile posto a confronto con il valore di mercato rappresenta l'ammontare dei differenziali dei tassi di interesse e dei tassi di cambio maturati ma non ancora liquidati alla chiusura dell'esercizio, nonché l'adeguamento al cambio di fine esercizio dei contratti derivati su tassi di cambio relativi a attività e passività iscritte in bilancio. Il valore contabile e il valore di mercato non sono pertanto comparabili.

(milioni di €)

	31.12.1998		31.12.1999	
	Valore contabile	Valore di mercato	**Valore contabile**	**Valore di mercato**
Contratti derivati su tassi di interesse:				
- attività	19	96	13	68
- passività	(36)	(73)	(35)	(34)
Contratti derivati su tassi di cambio:				
- attività	90	167	203	225
- passività	(25)	(34)	(144)	(125)

25) Rapporti con parti correlate

Secondo quanto previsto dalla Commissione Nazionale per le Società e la Borsa con le comunicazioni n. 97001574 del 20 febbraio 1997 e n. 98015375 del 27 febbraio 1998, si illustrano di seguito i principali rapporti con parti correlate.

Le operazioni compiute dall'Eni con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse delle imprese dell'Eni.

Le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento e le imprese collegate dell'Eni SpA sono indicate nell'elenco allegato; delle operazioni compiute con le imprese possedute o controllate dallo Stato si indicano, per rilevanza, soltanto quelle riguardanti l'Enel SpA, la società elettrica nazionale italiana.

Di seguito sono evidenziati gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi

(milioni di €)

Denominazione	31.12.1999				1999			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Costi		Ricavi	
					Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese collegate								
Polimeri Europa Srl	83	20			77	20	497	17
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		30				537		
Petrobel Belayim Petroleum Co	41	89				221		3
Saras SpA Raffinerie Sarde	36	57			64	170	122	10
Agip Oil Company Ltd	8	31				145		11
Raffineria di Milazzo SpA	22	9				123	35	3
Serfactoring SpA		155						2
Superoctanos Ca	1	11			120		1	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	20					1	70	
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA				14				
Supermetanol Ca		5			16			1
Transitgas AG		5						
Altre	120	138	53		76	217	270	82
	331	**550**	**53**	**14**	**353**	**1.434**	**996**	**129**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento								
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		11				123		
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno	37	218						1
Hotel Assets Ltd	3		43					
Agricoltura SpA (in liquidazione)	2	1	6			3	7	4
Enirisorse SpA (in liquidazione)		12	472				4	
Altre	27	62	92		4	36	30	15
	69	**304**	**613**		**4**	**162**	**41**	**20**
	400	**854**	**666**	**14**	**357**	**1.596**	**1.037**	**149**
Imprese possedute o controllate dallo Stato								
Enel SpA	228	9				53	893	398
	628	**863**	**666**	**14**	**357**	**1.649**	**1.930**	**547**

Rapporti finanziari

(milioni di €)

Denominazione	31.12.1999			1999	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese collegate					
Polimeri Europa Srl	283		60		18
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	13				
Agip Oil Company Ltd	1				
Raffineria di Milazzo SpA	11		66		
Serfactoring SpA	104				2
Supermetanol Ca	25		123		2
Superoctanos Ca	5		120		
Transitgas AG	232				2
Altre	19	45	34	2	7
	693	**45**	**403**	**2**	**31**
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	421		164		30
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno	15		8	4	1
Agricoltura SpA (in liquidazione)		244		7	
Enirisorse SpA (in liquidazione)		27	44		1
Altre	80	47	19	5	2
	516	**318**	**235**	**16**	**34**
	1.209	**363**	**638**	**18**	**65**

I rapporti commerciali con la Polimeri Europa riguardano essenzialmente la vendita di prodotti della petrolchimica di base, quelli finanziari si riferiscono a crediti condizionati strumentali all'attività operativa mentre le garanzie sono state concesse a fronte di finanziamenti bancari. I rapporti con la Bayernoil Raffineriegesellschaft, con la Saras Raffinerie Sarde e con la Raffineria di Milazzo sono relativi a prestazioni per la raffinazione di olio greggio di petrolio, nonché, limitatamente, alla Raffineria di Milazzo, anche alla concessione di garanzie a fronte di finanziamenti bancari. I rapporti con la Petrobel Belayim Petroleum e con l'Agip Oil Company riguardano servizi di esplorazione e produzione mineraria. I rapporti con la Serfactoring sono relativi a operazioni di fattorizzazione e alla concessione di finanziamenti. I rapporti con la Superoctanos e la Supermetanol riguardano l'acquisto di additivi per le benzine nonché la concessione di garanzie relative a finanziamenti bancari. I rapporti con il Gruppo Distribuzione Petroli riguardano la vendita di prodotti petroliferi per la distribuzione extrarete. L'impegno con la Fertizilantes Nitrogenados de Oriente è relativo al mantenimento del leverage assicurato alle banche finanziatrici. Il credito verso la Transitgas riguarda il finanziamento del raddoppio del tratto svizzero del gasdotto Olanda-Italia.

I rapporti con la Transmediterranean Pipeline sono relativi a finanziamenti e garanzie per la concessione di prestiti bancari finalizzati alla realizzazione della rete di trasporto del gas naturale nonché a prestazioni di trasporto. I rapporti con il Consorzio Cepav Uno riguardano essenzialmente gli anticipi e i lavori eseguiti a fronte del contratto di appalto. I rapporti con la Hotel Assets sono relativi al rilascio di garanzie per contenziosi fiscali. I debiti finanziari verso l'Agricoltura (in liquidazione) e l'Enirisorse (in liquidazione) si riferiscono a depositi temporanei di disponibilità presso le società finanziarie dell'Eni. Inoltre le garanzie rilasciate all'Enirisorse (in liquidazione) riguardano gli impegni assunti verso i soggetti che hanno acquisito le attività della società.

I rapporti con l'Enel sono relativi alla vendita e al trasporto di gas naturale, alla vendita di olio combustibile nonché alla compravendita di energia elettrica.

26) Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

	Imprese consolidate integralmente			Imprese consolidate proporzionalmente		
	1997	1998	**1999**	1997	1998	**1999**
Dirigenti	1.986	1.944	1.821	19	20	19
Quadri	8.590	8.949	8.591	117	118	119
Impiegati	36.909	35.800	33.816	981	854	764
Operai	31.434	30.874	28.886	775	733	616
	78.919	**77.567**	**73.114**	**1.892**	**1.725**	**1.518**

Il numero medio è calcolato come semisomma del numero dei dipendenti all'inizio e alla fine dell'esercizio, determinato per aree di consolidamento omogenee.

27) Adeguamento del bilancio consolidato dell'Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (U.S. GAAP)

L'Eni, in quanto società le cui azioni sono quotate al New York Stock Exchange, presenta alla Security Exchange Commission (SEC) un documento (Form 20-F) comprendente, tra l'altro, l'adeguamento del bilancio consolidato italiano ai principi contabili generalmente accettati negli USA (Generally Accepted Accounting Principles, o U.S. GAAP). Per assicurare l'equivalenza dell'informativa, sono di seguito riportate le informazioni contabili previste nel "Form 20-F" integrative di quelle presenti nel bilancio legale italiano.

a) Schemi di bilancio riclassificati secondo i principi contabili internazionali

Le voci dello schema di stato patrimoniale sono ordinate secondo il criterio di liquidità decrescente mentre quelle di conto economico riflettono sostanzialmente le voci dello schema del bilancio legale italiano salvo alcune differenti aggregazioni. Il collegamento tra le voci differenti degli schemi italiani e internazionali è indicato nelle note al bilancio.

Stato patrimoniale

(milioni di €)

	31.12.1998	31.12.1999
ATTIVITÀ		
Attività correnti:		
Disponibilità liquide	779	1.212
Titoli	1.395	1.962
Crediti	9.168	10.763
Rimanenze:		
- greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	1.110	1.337
- prodotti chimici	485	486
- lavori in corso su ordinazione - contratti a lungo termine	340	308
- altre	507	495
Totale rimanenze	2.442	2.626
Ratei e risconti attivi	263	338
Totale attività correnti	**14.047**	**16.901**
Attività non correnti:		
Immobilizzazioni materiali	20.871	23.074
Crediti	2.907	2.206
Partecipazioni	1.382	1.446
Immobilizzazioni immateriali	1.776	2.175
Altre attività	353	395
Totale attività non correnti	**27.289**	**29.296**
Totale attività	**41.336**	**46.197**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti:		
Debiti finanziari a breve termine	3.988	4.127
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine	960	637
Debiti commerciali	3.511	4.142
Anticipi	1.125	816
Debiti tributari	1.740	2.613
Ratei e risconti passivi e altri debiti	2.512	2.819
Totale passività correnti	**13.836**	**15.154**
Passività non correnti:		
Debiti finanziari a lungo termine	4.517	4.787
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	356	411
Fondi per rischi e oneri	3.246	3.735
Fondo imposte	1.463	1.772
Ratei e risconti passivi e altri debiti	528	589
Totale passività non correnti	**10.110**	**11.294**
Totale passività	**23.946**	**26.448**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**1.234**	**1.351**
Patrimonio netto dell'Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 8.002.127.653 azioni (8.000.161.453 azioni al 31 dicembre 1998) del valore nominale di lire 1.000	4.132	4.133
Riserve	9.696	11.408
Utile dell'esercizio	2.328	2.857
Totale patrimonio netto dell'Eni	**16.156**	**18.398**
Totale passività e patrimonio netto	**41.336**	**46.197**

Conto economico

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Ricavi:			
Ricavi netti della gestione caratteristica	31.359	28.341	31.008
Altri ricavi e proventi	616	727	952
Totale ricavi	**31.975**	**29.068**	**31.960**
Costi operativi:			
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	19.811	18.033	20.000
Costo lavoro	3.051	2.917	2.782
Margine operativo lordo	**9.113**	**8.118**	**9.178**
Ammortamenti e svalutazioni	3.768	4.308	3.698
Utile operativo	**5.345**	**3.810**	**5.480**
Proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni:			
Interessi, differenze di cambio e (oneri) proventi assimilati netti	(229)	(41)	10
Proventi netti su partecipazioni	59	396	89
Totale proventi (oneri) finanziari e su partecipazioni	**(170)**	**355**	**99**
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	5.175	4.165	5.579
(Oneri) straordinari netti prima dello IAS 12 aggiornato (a)	(198)	(518)	(528)
Utile prima delle imposte e dello IAS 12 aggiornato (b)	**4.977**	**3.647**	**5.051**
Effetto della prima applicazione dello IAS 12 aggiornato (b)		273	
Imposte sul reddito	(2.254)	(1.450)	(2.054)
Utile prima degli interessi di terzi azionisti	2.723	2.470	2.997
Utile di terzi azionisti	(80)	(142)	(140)
Utile dell'esercizio	**2.643**	**2.328**	**2.857**
Utile per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio)	**0,33 euro**	**0,29 euro**	**0,36 euro**
Utile per ADS (calcolato su 10 azioni per ADS)	**3,30 euro**	**2,91 euro**	**3,57 euro**

(a) Prima delle imposte sul reddito.

(b) L'effetto dello IAS 12 aggiornato è stato imputato tra i proventi straordinari ed è stato indicato separatamente ai soli fini espositivi.

b) Riepilogo delle differenze significative tra i principi contabili italiani e gli U.S. GAAP

Il bilancio consolidato è stato redatto applicando i principi italiani che differiscono per alcuni aspetti dagli U.S. GAAP. Di seguito sono indicate le differenze significative tra i due principi.

Definizione dell'area di consolidamento

Secondo i principi contabili italiani, l'area di consolidamento comprende anche le imprese controllate direttamente o indirettamente dall'impresa consolidante per effetto della disponibilità di voti sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria, ma inferiori alla maggioranza.

Secondo gli U.S. GAAP, queste partecipazioni sono valutate applicando il criterio del patrimonio netto.

Dall'esercizio 1998, a seguito del collocamento sul mercato di azioni della Saipem SpA, che ha fatto scendere la partecipazione dell'Eni nella società da circa il 66% a circa il 43% del capitale sociale lasciando invariato il controllo, la società stessa e la Società Italiana per il Gas pA, ugualmente controllata dall'Eni con quote azionarie inferiori alla maggioranza di diritto, nonché le rispettive imprese controllate, sono state escluse dall'area di consolidamento in applicazione degli U.S. GAAP e valutate con il criterio del patrimonio netto.

Attività mineraria

Esplorazione
Secondo i principi contabili italiani, i costi di ricerca, compresi quelli relativi ai pozzi esplorativi, sono imputati all'attivo patrimoniale per rappresentarne la natura di investimento e ammortizzati nell'esercizio di sostenimento. I costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma) sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione accordato.

Secondo gli U.S. GAAP i costi relativi ai pozzi esplorativi e ai bonus di firma sono iscritti all'attivo patrimoniale in attesa dell'esito minerario. In caso di esito minerario negativo i costi sostenuti sono imputati a conto economico; se si accerta l'esistenza di riserve certe, i costi sostenuti sono ammortizzati dall'inizio della produzione con il metodo dell'unità di prodotto (UOP). Gli altri costi di esplorazione sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Ai fini della presente informativa, per ogni esercizio presentato, i costi relativi ai pozzi esplorativi e ai bonus di firma sono imputati all'attivo patrimoniale secondo il metodo dello "sforzo coronato da successo" per la successiva rilevazione a conto economico a titolo di svalutazione, in caso di esito negativo, o di ammortamento con il metodo UOP.

Sviluppo
Secondo i principi contabili italiani, i costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo o incidentati sono interamente svalutati. I costi di sviluppo relativi ai pozzi di cui si sia accertato l'esito positivo sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

Gli U.S. GAAP prevedono che tutti i costi di sviluppo, senza considerare l'esito minerario, siano imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

Ai fini della presente informativa, per ogni esercizio presentato, i costi di sviluppo di cui si è accertato l'esito negativo o incidentati sono imputati all'attivo patrimoniale secondo il metodo dello "sforzo coronato da successo" e ammortizzati con il metodo UOP.

Svalutazioni e successive rivalutazioni delle immobilizzazioni materiali e immateriali
La recuperabilità del valore di iscrizione delle immobilizzazioni materiali e immateriali è verificata sia ai fini dei principi contabili italiani sia degli U.S. GAAP applicando una metodologia analoga, a eccezione dei seguenti aspetti.

Secondo i principi contabili italiani, la recuperabilità è verificata direttamente confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore normale, determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le immobilizzazioni sono rivalutate.

Secondo gli U.S. GAAP, la recuperabilità è verificata, in primo luogo, confrontando il valore di iscrizione con la somma dei flussi di cassa non attualizzati attesi dall'uso del bene e dalla sua cessione; solo se questi ultimi sono inferiori al valore netto contabile si procede alla svalutazione adeguando il valore iscritto ai flussi di cassa futuri attualizzati. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni precedentemente effettuate, non si effettua alcuna rivalutazione perché il valore svalutato rappresenta il nuovo costo storico.

Al 31 dicembre 1999 non si sono verificate differenze significative nell'ammontare delle svalutazioni determinate applicando i due differenti criteri; pertanto le rettifiche indicate al successivo punto c) riguardano lo storno delle rivalutazioni per riprese di valore effettuate in applicazione dei principi contabili italiani e dei relativi ammortamenti.

Rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni
Alcune categorie di immobilizzazioni sono state rivalutate in esercizi precedenti (1983 e precedenti e 1991) in conformità alle diverse leggi italiane in materia. Queste rivalutazioni non sono consentite dagli U.S. GAAP. Le rettifiche indicate al successivo punto c) riguardano l'effetto del ricalcolo dell'ammortamento sulla base del costo storico, nonché l'eliminazione di dette rivalutazioni e del relativo fondo ammortamento.

Imposte sul reddito differite e anticipate
Secondo i principi contabili italiani, le imposte dovute in caso di distribuzione o comunque di utilizzo delle riserve di patrimonio netto delle imprese consolidate o valutate con il criterio del patrimonio netto sono accantonate nei limiti in cui se ne prevede il sostenimento. Inoltre, la differenza temporanea tra il valore contabile e il valore fiscale di un bene singolarmente acquistato non comporta l'iscrizione di imposte differite o anticipate in contropartita al valore del bene, nel rispetto del criterio del costo.

Gli U.S. GAAP prevedono che le imposte sul reddito siano contabilizzate applicando lo Statement of Financial Accounting Standards n. 109 "Accounting for Income Taxes" ("SFAS 109") secondo il quale le imposte sulle riserve di patrimonio netto sono comunque accantonate indipendentemente dalle previsioni di sostenimento; è tuttavia consentito non accantonare le imposte sulle riserve di cui non si prevede l'utilizzo se appartenenti a imprese estere. Gli stessi principi prevedono l'iscrizione di imposte differite o anticipate, in contropartita al valore del bene, relative alla differenza temporanea tra il valore contabile e il valore fiscale di beni singolarmente acquistati.

Le rettifiche indicate al successivo punto c) riguardano la rilevazione delle imposte sulle riserve di patrimonio netto, di cui non è previsto l'utilizzo, calcolate avvalendosi della facoltà di esenzione prevista per le imprese estere, nonché le imposte differite o anticipate relative ai beni acquistati singolarmente.

Ammortamenti
In conformità alla prassi diffusa in Italia, l'ammortamento di alcune categorie di immobilizzazioni materiali è effettuato, a quote costanti, applicando i coefficienti definiti dall'Amministrazione finanziaria sulla base di studi tecnici effettuati per categorie omogenee di settore.

Ai fini U.S. GAAP, la durata dell'ammortamento per alcune categorie di beni è stata allineata a quella applicata a livello internazionale, come segue:

	%
Fabbricati	3 - 10
Impianti e macchinario	4 - 25
Gasdotti, acquedotti, attrezzature relative e mezzi navali	4 - 5
Attrezzature industriali e commerciali	10 - 25

Gli effetti dell'applicazione di differenti coefficienti di ammortamento sono indicati al successivo punto c).

Interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale
Per i beni fabbricati all'interno o presso terzi l'Eni imputa gli interessi passivi all'attivo patrimoniale solo quando si realizzano determinate condizioni.

Gli U.S. GAAP prevedono l'obbligo di imputare all'attivo patrimoniale, fino al momento in cui i beni di investimento sono atti all'uso, tutti gli interessi sostenuti che si sarebbero potuti risparmiare se l'investimento non fosse stato fatto.

La rettifica indicata al successivo punto c) rappresenta l'effetto derivante dall'applicazione di questo principio determinato sulla base dei costi per interessi sostenuti nel corso di ciascun periodo, nonché dell'ammortamento dei maggiori interessi imputati all'attivo patrimoniale.

Titoli
Secondo i principi contabili italiani, i titoli sono iscritti al minore valore tra il costo di acquisto e il mercato.

Secondo gli U.S. GAAP, i titoli sono iscritti al valore di mercato. L'applicazione da parte dell'Eni del differente criterio non determina effetti significativi sul patrimonio netto e sull'utile dell'esercizio.

Contratti derivati
L'Eni valuta i contratti derivati con finalità di copertura che non sono a fronte di specifiche operazioni coerentemente alla natura delle operazioni coperte.

Secondo gli U.S. GAAP, i contratti derivati non a copertura di specifiche operazioni sono valutati al valore di mercato. Per i periodi considerati, gli effetti dell'applicazione dei principi U.S. GAAP non sono significativi.

Ricavi
I principi contabili italiani classificano come ricavi alcuni proventi che secondo gli U.S. GAAP non sono considerati operativi. L'effetto di questa differenza è riportato nell'analisi dell'utile operativo per settore indicata al punto c).

Proventi e oneri straordinari
I principi contabili italiani relativi all'individuazione delle voci di carattere straordinario differiscono dagli U.S. GAAP. Alcuni proventi e 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 diversi della gestione ordinaria.

Vendita di titoli di Stato
L'Eni ha considerato la cessione 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. I proventi e gli oneri derivanti da queste operazioni non sono significativi.

Riclassificazione delle rimanenze
L'Eni iscrive tra le rimanenze il greggio e i prodotti petroliferi che costituiscono scorte obbligatorie, nonché il gas naturale stoccato nei giacimenti e destinato alla modulazione delle scorte in funzione delle esigenze di vendita. Queste rimanenze sono valutate secondo il criterio del minore valore tra il costo e il mercato.

Secondo gli U.S. GAAP, i costi relativi a queste rimanenze sono iscritti tra le immobilizzazioni materiali.

Azioni gratuite assegnate ai dipendenti
Secondo i principi contabili italiani, le azioni emesse a favore dei dipendenti, mediante aumento gratuito del capitale con l'utilizzo di utili di esercizio, sono rilevate come attribuzione di utili per ammontare corrispondente al loro valore nominale.

Secondo gli U.S. GAAP, queste azioni sono rilevate come costo da imputare a conto economico in contropartita al patrimonio netto nell'esercizio di assegnazione, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che a esse viene attribuita. Il costo è rappresentato dal loro valore normale alla data di assegnazione.

Dall'esercizio 1998, l'Eni ha emesso azioni da assegnare gratuitamente ai dipendenti. Il costo di queste azioni è indicato al successivo punto c) tra le variazioni dell'utile dell'esercizio approssimato secondo gli U.S. GAAP.

Utile per azione
L'Eni indica in calce allo schema di conto economico consolidato l'utile per azione che è ottenuto dividendo l'utile di competenza dell'esercizio per il numero medio ponderato delle azioni ordinarie in circolazione durante l'esercizio stesso.

Gli U.S. GAAP prevedono che l'utile per azione sia calcolato applicando lo Statement of Financial Accounting Standards n. 128 "Earnings per Share" (SFAS 128). Questo principio prevede due differenti calcoli dell'utile per azione: l'utile per azione semplice ("basic") e l'utile per azione diluito ("diluted").

L'utile per azione semplice corrisponde a quello indicato dall'Eni nel proprio bilancio consolidato mentre l'utile per azione diluito è calcolato tenendo conto dell'effetto della diluizione derivante dalla possibile emissione di azioni ordinarie a seguito dell'esercizio di diritti concessi dalla società. Questa fattispecie non è presente nell'Eni pertanto l'applicazione del principio non produce alcun effetto.

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. L'informazione chiesta è indicata al successivo punto c). 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 dallo SFAS 109 indicata al punto "Imposte sul reddito differite e anticipate".

Margine operativo lordo

Il margine operativo lordo corrisponde alla differenza fra i ricavi totali e i costi operativi, esclusi gli ammortamenti e le svalutazioni. Gli U.S. GAAP non prevedono l'indicazione del margine operativo lordo.

c) 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 1997, 1998 e 1999 e del patrimonio netto al 31 dicembre 1998 e 1999 che sarebbero necessarie qualora ai fini del bilancio consolidato venissero applicati gli U.S. GAAP invece dei principi contabili italiani:

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Utile dell'esercizio risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	**2.643**	**2.328**	**2.857**
Variazione in aumento (diminuzione) dell'utile netto:			
- storno dell'effetto della prima applicazione del principio IAS 12 aggiornato rilevato ai fini U.S. GAAP negli esercizi precedenti		(273)	
- utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	307	254	249
- eliminazione degli ammortamenti relativi alle rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni	41	10	31
- effetto della differenza Italian GAAP/U.S. GAAP sulla valutazione al patrimonio netto delle imprese escluse dall'area di consolidamento U.S. GAAP		22	12
- imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	23	(8)	1
- eliminazione delle riprese di valore delle immobilizzazioni			(113)
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	102	(33)	(23)
- azioni gratuite assegnate ai dipendenti		(5)	(11)
- imposte sul reddito differite e anticipate	1.364	(230)	(130)
- altre rettifiche	(5)		
- effetto delle rettifiche U.S. GAAP sull'utile di terzi azionisti	(90)	(1)	
Rettifiche nette	**1.742**	**(264)**	**16**
Utile dell'esercizio approssimato secondo gli U.S. GAAP	**4.385**	**2.064**	**2.873**
Utile semplice per azione (calcolato sul numero medio delle azioni in circolazione in ciascun esercizio) (a)	**0,55**	**0,26**	**0,36**
Utile semplice per ADS (calcolato su 10 azioni per ADS) (a)	**5,48**	**2,58**	**3,59**
Altre componenti dell'utile complessivo dell'esercizio al lordo delle imposte:			
- differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera	666	(289)	640
- differenze di cambio da conversione realizzate nell'esercizio	(65)	(41)	(22)
- riserva da consolidamento	9	(3)	
	610	**(333)**	**618**
Utile complessivo dell'esercizio approssimato secondo gli U.S. GAAP	**4.995**	**1.731**	**3.491**

(a) Unità di euro.

Ai fini del raffronto della riconciliazione agli U.S. GAAP degli esercizi 1998 e 1999 con l'esercizio 1997 è necessario tenere conto che a partire dall'esercizio 1998 le imprese controllate dall'Eni per effetto della disponibilità di diritti di voto sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria, ma inferiori alla maggioranza di diritto, sono state escluse dall'area di consolidamento U.S. GAAP. Gli effetti di questa esclusione hanno interessato le seguenti rettifiche dell'utile dell'esercizio secondo i principi contabili italiani per approssimarlo agli U.S. GAAP:

(milioni di €)

	1998	1999
utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	(81)	(64)
eliminazione degli ammortamenti relativi alle rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni	(2)	
imposte sul reddito differite e anticipate	26	36
effetto delle rettifiche U.S. GAAP sull'utile di terzi azionisti	35	16
	(22)	**(12)**

Le variazioni delle imposte sul reddito differite e anticipate riguardano:

(milioni di €)

	1997	1998	1999
imposte differite e anticipate sulle rettifiche U.S. GAAP	(126)	(221)	(133)
storno di imposte differite e anticipate rilevate ai fini U.S. GAAP in esercizi precedenti	25	(124)	3
imposte differite relative alla distribuzione di riserve	(113)	115	
storno di imposte differite a seguito della riforma fiscale	1.302		
imposte anticipate sull'attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	276		
	1.364	**(230)**	**(130)**

Lo storno di imposte differite a seguito della riforma fiscale riguarda per 951 milioni di euro l'annullamento delle imposte accantonate negli esercizi precedenti sulle riserve distribuibili a seguito delle disposizioni fiscali che hanno comportato l'assoggettamento a tassazione o la riduzione dell'imposta sulle riserve stesse.

(milioni di €)

	31.12.1998	31.12.1999
Patrimonio netto risultante dal bilancio consolidato secondo i principi contabili italiani	**16.156**	**18.398**
Variazione in aumento (diminuzione) del patrimonio netto:		
- utilizzo di differenti coefficienti di ammortamento	2.413	2.662
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	1.855	2.057
- imputazione all'attivo patrimoniale di maggiori interessi passivi	631	637
- effetto della differenza Italian GAAP/U.S. GAAP sulla valutazione al patrimonio netto delle imprese escluse dall'area di consolidamento U.S. GAAP	149	165
- eliminazione delle rivalutazioni monetarie delle immobilizzazioni	(403)	(369)
- eliminazione delle riprese di valore delle immobilizzazioni		(126)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(2.168)	(2.360)
- effetto delle rettifiche U.S. GAAP sul capitale e sulle riserve di terzi	8	8
Rettifiche nette	**2.485**	**2.680**
Patrimonio netto approssimato secondo gli U.S. GAAP	**18.641**	**21.078**

Il patrimonio netto approssimato secondo gli U.S. GAAP comprende altre componenti dell'utile complessivo per 62 e 680 milioni di euro, rispettivamente al 31 dicembre 1998 e al 31 dicembre 1999. Queste componenti riguardano le differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta estera e la riserva di consolidamento al lordo del relativo effetto fiscale differito.

I valori dello stato patrimoniale che risulterebbero dall'applicazione degli U.S. GAAP sono i seguenti:

(milioni di €)

	31.12.1998	31.12.1999
ATTIVITÀ		
Attività correnti:		
Disponibilità liquide	761	1.081
Titoli	1.394	2.109
Crediti	7.804	9.713
Rimanenze	1.693	1.761
Ratei e risconti attivi	250	312
Totale attività correnti	**11.902**	**14.976**
Attività non correnti:		
Immobilizzazioni materiali	21.273	23.463
Crediti	3.200	2.472
Partecipazioni	2.254	2.395
Immobilizzazioni immateriali	3.439	3.991
Altre attività	494	315
Totale attività non correnti	**30.660**	**32.636**
TOTALE ATTIVITÀ	**42.562**	**47.612**
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti:		
Debiti finanziari a breve termine	4.274	4.274
Quota a breve dei debiti finanziari a lungo termine	880	566
Debiti commerciali	2.917	3.659
Anticipi	1.000	718
Debiti tributari	1.391	2.156
Ratei e risconti passivi e debiti diversi	2.040	2.271
Totale passività correnti	**12.502**	**13.644**
Passività non correnti:		
Debiti finanziari a lungo termine	4.213	4.549
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	291	331
Fondi per rischi e oneri	3.163	3.649
Fondo imposte	3.362	3.834
Ratei e risconti passivi e altri debiti	317	375
Totale passività non correnti	**11.346**	**12.738**
TOTALE PASSIVITÀ	**23.848**	**26.382**
Capitale e riserve di terzi azionisti	**73**	**152**
Patrimonio netto dell'Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 8.002.127.653 azioni (8.000.161.453 azioni al 31 dicembre 1998) del valore nominale di lire 1.000	4.132	4.133
Riserve	12.445	14.072
Utile dell'esercizio	2.064	2.873
Totale patrimonio netto dell'Eni	**18.641**	**21.078**
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	**42.562**	**47.612**

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

(milioni di €)

	31.12.1998	31.12.1999
Immobilizzazioni materiali al netto delle svalutazioni:		
- Esplorazione e Produzione	18.235	22.627
- Gas Naturale	10.036	10.411
- Raffinazione e Marketing	8.039	8.417
- Petrolchimica	4.188	4.341
- Ingegneria e Servizi	85	83
- Altre attività	485	193
	41.068	**46.072**
Fondi ammortamento:		
- Esplorazione e Produzione	10.165	12.315
- Gas Naturale	3.026	3.390
- Raffinazione e Marketing	4.052	4.372
- Petrolchimica	2.110	2.370
- Ingegneria e Servizi	57	57
- Altre attività	385	105
	19.795	**22.609**
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Esplorazione e Produzione	8.070	10.312
- Gas Naturale	7.010	7.021
- Raffinazione e Marketing	3.987	4.045
- Petrolchimica	2.078	1.971
- Ingegneria e Servizi	28	26
- Altre attività	100	88
	21.273	**23.463**

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 €)

	1997	1998	1999
Utile operativo per settore			
Esplorazione e Produzione	2.626	518	2.696
Gas Naturale	2.324	2.525	2.522
Raffinazione e Marketing	437	616	253
Petrolchimica	120	(117)	(582)
Ingegneria e Servizi	172	28	30
Altre attività	(102)	(155)	(195)
Attività in corso di dismissione	(84)	(150)	
	5.493	**3.265**	**4.724**
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	**5.444**	**3.617**	**4.912**

L'utile operativo degli esercizi 1998 e 1999 non comprende il risultato operativo delle imprese escluse dall'area di consolidamento ammontante rispettivamente a 464 e a 466 milioni di euro.

d) Informazioni supplementari di bilancio richieste dagli U.S. GAAP e dalla SEC

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 €)

	1997	1998	1999
Italia	4.201	3.711	3.563
Estero	1.243	(94)	1.349
	5.444	**3.617**	**4.912**

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Correnti	2.325	1.280	1.719
Differite	(1.436)	266	319
	889	**1.546**	**2.038**

La riconciliazione tra le imposte calcolate applicando l'aliquota teorica italiana, determinata applicando l'aliquota del 37% (Irpeg) 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 €)

	1997	1998	1999
Utile prima delle imposte approssimato secondo gli U.S. GAAP	5.444	3.617	4.912
Aliquota fiscale teorica	53,2%	46,3%	43,2%
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica	2.896	1.674	2.123
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:			
- storno dell'onere di imposta differito sulle differenze temporanee delle imprese incorporate	(609)	(204)	(74)
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	(40)	70	(49)
- imposte sulle riserve distribuibili	(845)	(106)	19
- imposte pagate all'estero da imprese italiane	6	6	12
- svalutazione (rivalutazione) di imposte differite attive	(38)	101	
- tassazione dei dividendi comunitari	31	8	
- svalutazione (utilizzo) di perdite fiscali pregresse	(47)	53	
- effetto del cambiamento dell'aliquota fiscale teorica italiana	(429)		
- altre motivazioni	(36)	(56)	?
	(2.007)	**(128)**	**(85)**
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP	**889**	**1.546**	**2.038**

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" (3.558 milioni di euro) detratte le imposte anticipate iscritte alla voce "Altre attività" (145 milioni di euro), sono di 3.413 milioni di euro (3.006 milioni di euro al 31 dicembre 1998).

L'analisi delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(milioni di €)

	31.12.1998	31.12.1999
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	2.978	3.408
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	574	601
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione	497	540
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale	269	262
- svalutazioni eccedenti di crediti	80	96
- plusvalenze a tassazione differita	141	83
- altre	233	266
	4.772	**5.256**
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(1.081)	(1.099)
- rivalutazione di partecipazioni a seguito della legge 292/93 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	(917)	(917)
- perdite fiscali portate a nuovo	(833)	(613)
- ammortamenti non deducibili	(102)	(250)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(243)	(214)
- rivalutazione delle immobilizzazioni	(160)	(151)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(132)	(129)
- altre	(622)	(431)
	(4.090)	**(3.804)**
a dedurre:		
svalutazione delle imposte sul reddito anticipate:		
- per rivalutazione di partecipazioni a seguito della legge 292/93 e attribuzione del disavanzo di fusione dell'Agip SpA	917	917
. per perdite fiscali portate a nuovo	698	461
. per altre differenze temporanee	709	583
	(1.766)	**(1.843)**
Passività nette per imposte differite	**3.006**	**3.413**

Perdite fiscali

Le perdite fiscali potenzialmente utilizzabili sono le stesse indicate ai fini Italian GAAP (v. nota n. 11) salvo quelle relative alle imprese escluse dal consolidamento ai fini U.S. GAAP.

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 nelle attività del petrolio e gas naturale, della petrolchimica e dell'ingegneria e servizi, con forti posizioni di mercato a livello internazionale.

Esplorazione e Produzione: attraverso la Divisione Agip e le società controllate operanti nel settore, l'Eni svolge attività di esplorazione e produzione, in Italia, Africa Settentrionale (Algeria, Egitto, Libia e Tunisia), Africa Occidentale (Angola, Congo, Gabon e Nigeria), Mare del Nord (Norvegia e Regno Unito) e in altri paesi, principalmente Cina, territori dell'ex Unione Sovietica, compreso il Kazakistan, e gli USA. Circa l'80% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore Raffinazione e Marketing dell'Eni e circa il 70% della produzione venduta di gas naturale al settore Gas Naturale dell'Eni.

Gas Naturale: attraverso la Snam SpA e sue controllate ("Snam"), l'Eni è il principale fornitore di gas naturale in Italia. Circa il 75% del fabbisogno totale di gas naturale per la distribuzione primaria in Italia è acquistato all'estero (Algeria, Russia e Olanda) in base a contratti di lungo termine e trasportato in Italia attraverso una rete internazionale di gasdotti. La parte restante di gas naturale proviene, pressoché esclusivamente, dal settore Esplorazione e Produzione dell'Eni. L'Eni fornisce gas naturale al mercato civile, all'industria, agli autoproduttori di energia elettrica e alle società distributrici di energia elettrica. L'Eni è presente nella distribuzione secondaria di gas naturale in Italia a utenze civili e commerciali attraverso l'Italgas, la maggiore società italiana del settore, nella quale detiene una partecipazione di circa il 41% del capitale sociale, e all'estero prevalentemente in Ungheria attraverso la Tigaz.

I prezzi e le condizioni di fornitura del gas naturale venduto dalla Snam sono negoziati su basi di mercato con le associazioni rappre-

sentative delle principali categorie di utenti, ad esempio le imprese industriali, compresi gli autoproduttori di energia elettrica, imprese municipalizzate e distributori locali, oltre che direttamente con l'Enel, la società elettrica nazionale italiana. Una volta concordate, le condizioni contrattuali, tra cui i criteri di determinazione del prezzo, vengono applicate a tutti gli aderenti alla categoria.

L'Eni dispone di un'estesa rete di gasdotti in Italia nonché di impianti di stoccaggio utilizzati al fine di garantire un servizio efficiente e affidabile al mercato italiano ed è l'unica impresa italiana a disporre di un sistema di trasporto del gas naturale su scala nazionale.

La regolamentazione sugli idrocarburi impone ai proprietari di gasdotti in Italia l'obbligo di consentire l'accesso alla propria rete da parte di terzi per il trasporto di gas naturale prodotto in Italia, utilizzato per il consumo da parte dei produttori stessi o che costituirà oggetto di fornitura all'Enel o ad aziende municipalizzate per la produzione di elettricità. Questo accesso deve essere consentito compatibilmente con: (i) la capacità di trasporto; (ii) diversi fattori tecnici; (iii) la compatibilità chimica del gas naturale da trasportare. Le condizioni e il corrispettivo per il servizio di trasporto sono concordati tra le parti tenendo conto, tra l'altro, dei criteri in uso nel mercato europeo per il servizio di trasporto del gas. In caso di mancato accordo, le condizioni e il corrispettivo sono stabiliti dall'Authority, sentite le parti. Nel maggio 1999 è stata conferita delega al Governo per l'emanazione, entro il 23 maggio 2000, dei decreti legislativi per il recepimento della Direttiva sul Gas 98/30/CE cui dovrà essere data attuazione dagli Stati Membri entro il 10 agosto 2000. Nel febbraio 2000 la Presidenza del Consiglio dei Ministri ha pubblicato lo schema di decreto legislativo in attuazione della legge delega che, coerentemente con la Direttiva sul Gas, prevede la tutela degli obblighi di "take or pay". Tuttavia, qualora il testo definitivo del decreto non si discostasse dallo schema attuale riguardo alla fissazione delle quote massime di mercato è prevedibile che dalla sua applicazione, con riferimento agli obblighi di "take or pay" e di "ship or pay", derivi un impatto negativo per l'Eni.

Raffinazione e Marketing: attraverso l'AgipPetroli SpA e sue controllate, l'Eni svolge attività di Raffinazione e Marketing in Italia, principalmente, e all'estero (Europa, Africa, Sud America ed Estremo Oriente). L'Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Circa la metà del fabbisogno di petrolio è acquistato, in misura sostanzialmente equivalente, dai paesi produttori con contratti a termine e dal mercato spot; la parte restante proviene dal settore Esplorazione e Produzione dell'Eni.

Petrolchimica: attraverso l'EniChem SpA e sue controllate ("EniChem"), l'Eni è un leader europeo nella produzione di etilene e di gomme stirene butadiene con importanti posizioni competitive in Europa nella produzione di polistireni e di poliuretani. Le attività produttive nel settore Petrolchimica sono concentrate in Italia, con ulteriori attività soprattutto in Europa occidentale. Circa il 67% delle materie prime petrolifere utilizzate dall'EniChem sono fornite dal settore Raffinazione e Marketing dell'Eni.

Ingegneria e Servizi: attraverso la Saipem SpA e sue controllate, l'Eni è tra i maggiori operatori a livello mondiale nell'attività costruzioni offshore, nella posa di condotte sottomarine e nell'installazione di piattaforme. Vengono forniti inoltre servizi di costruzione a terra (condotte e impianti) e di perforazione onshore e offshore. Attraverso la Snamprogetti SpA e sue controllate, l'Eni è uno dei maggiori operatori mondiali nel campo della fornitura di servizi di ingegneria e project management per l'industria petrolifera e chimica. Circa l'11% del portafoglio ordini al 31 dicembre 1999 riguarda lavori commissionati dall'Eni.

Stime significative

La redazione del bilancio in conformità ai principi contabili italiani e l'adeguamento agli U.S. GAAP impongono agli amministratori di effettuare stime e ipotesi che influiscono sul valore di bilancio delle attività e passività, sulle informazioni delle passività potenziali alla data di bilancio e sui ricavi e i costi dell'esercizio. I risultati effettivi potranno essere diversi da quelli stimati.

Principi contabili di recente emanazione

Nel giugno 1998 il Financial Accounting Standard Board ha emanato il principio contabile n. 133 "Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities" (SFAS 133) che definisce i principi di contabilizzazione e di rappresentazione in bilancio degli strumenti derivati e delle attività di copertura, includendo nella generale dizione di derivati gli elementi di rischio compresi in contratti non specificatamente derivati. Lo SFAS 133 prevede la rilevazione in bilancio di tutti gli strumenti derivati e la valutazione degli stessi al valore normale. Secondo il principio, uno strumento derivato può essere classificato come: (a) una copertura del rischio legato alla variabilità del valore normale di una determinata attività o passività o di un impegno non rilevato in bilancio, (b) una copertura del rischio legato alla variabilità dei flussi di cassa relativi a transazioni previste, o (c) una copertura del rischio di cambio connesso a un investimento netto in una attività estera, a un impegno non rilevato in bilancio, a un titolo mobiliare destinato alla vendita o a una transazione prevista denominata in valuta estera. La rilevazione contabile delle variazioni del valore normale di uno strumento derivato è conseguente alla sua classificazione. Questo documento sarà in vigore per tutti i trimestri degli esercizi che inizieranno dopo il 15 giugno 2000, pertanto per l'Eni sarà applicato a partire dall'esercizio 2001. L'Eni sta analizzando il principio e allo stato attuale non è in grado di valutare se l'adozione avrà un significativo impatto sul risultato economico consolidato.

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

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

Costi capitalizzati

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

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.1998						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	5.794	4.258	3.963	3.446	794	18.255
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		14	177		127	318
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	451	23	142	95	14	725
Immobilizzazioni in corso	1.172	342	234	651	194	2.593
Costi capitalizzati lordi	**7.417**	**4.637**	**4.516**	**4.192**	**1.129**	**21.891**
Fondi ammortamento e svalutazione	(4.272)	(2.395)	(2.689)	(2.078)	(500)	(11.934)
Costi capitalizzati netti	**3.145**	**2.242**	**1.827**	**2.114**	**629**	**9.957**
31.12.1999						
Immobilizzazioni relative a riserve certe	6.255	5.480	5.117	4.299	1.529	22.680
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili	2	130	230		381	743
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	487	29	179	149	18	862
Immobilizzazioni in corso	1.077	337	181	649	414	2.658
Costi capitalizzati lordi	**7.821**	**5.976**	**5.707**	**5.097**	**2.342**	**26.943**
Fondi ammortamento e svalutazione	(4.609)	(3.095)	(3.393)	(2.610)	(663)	(14.370)
Costi capitalizzati netti	**3.212**	**2.881**	**2.314**	**2.487**	**1.679**	**12.573**

Costi sostenuti

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

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
1997						
Acquisizioni di riserve certe	48	5	4		2	59
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		5	16		15	36
Costi di ricerca (a)	278	236	112	51	99	776
Costi di sviluppo (b)	558	212	288	394	66	1.518
Totale costi sostenuti	**884**	**458**	**420**	**445**	**182**	**2.389**
1998						
Acquisizioni di riserve certe		27	9		67	103
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		12			82	94
Costi di ricerca (a)	303	171	150	51	111	786
Costi di sviluppo (b)	488	352	367	583	198	1.988
Totale costi sostenuti	**791**	**562**	**526**	**634**	**458**	**2.971**
1999						
Acquisizioni di riserve certe	54	102	9		380	545
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	2	102	34		234	372
Costi di ricerca (a)	194	92	87	44	121	538
Costi di sviluppo (b)	433	356	357	400	318	1.864
Totale costi sostenuti	**683**	**652**	**487**	**444**	**1.053**	**3.319**

(a) L'importo include costi per R&D e per beni immateriali imputati all'attivo patrimoniale per 69 milioni di euro nel 1997, 53 nel 1998 e 79 nel 1999.

(b) L'importo include interessi imputati all'attivo patrimoniale per 53 milioni di euro nel 1997, 62 nel 1998 e 66 nel 1999.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di "holding" e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato dell'Eni. Le imposte sul reddito stimate sono state calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel paese in cui l'impresa opera all'utile ante imposte derivante dalle attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
1997						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.701	781	56		7	3.545
- vendite a terzi	57	464	994	874	258	2.647
	2.758	**1.245**	**1.050**	**874**	**265**	**6.192**
Costi di produzione	(306)	(393)	(316)	(231)	(58)	(1.304)
Costi di ricerca	(151)	(133)	(63)	(33)	(97)	(477)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(452)	(273)	(214)	(422)	(88)	(1.449)
Altri (oneri) proventi	(133)	(19)	(70)	6	24	(192)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.716**	**427**	**387**	**194**	**46**	**2.770**
Imposte sul reddito stimate	(915)	(225)	(263)	(99)	(12)	(1.514)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**801**	**202**	**124**	**95**	**34**	**1.256**
1998						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.216	573	20		3	2.812
- vendite a terzi	57	256	711	674	185	1.883
	2.273	**829**	**731**	**674**	**188**	**4.695**
Costi di produzione	(329)	(364)	(254)	(211)	(50)	(1.208)
Costi di ricerca	(154)	(95)	(105)	(35)	(86)	(475)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(787)	(254)	(512)	(517)	(92)	(2.162)
Altri (oneri) proventi	(98)	(21)	(102)	(10)	(51)	(282)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**905**	**95**	**(242)**	**(99)**	**(91)**	**568**
Imposte sul reddito stimate	(382)	(58)	(74)	(7)	(1)	(522)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**523**	**37**	**(316)**	**(106)**	**(92)**	**46**
1999						
Ricavi: (a)						
- vendite a imprese consolidate	1.919	958	1.075	650	138	4.740
- vendite a terzi	499	506	81	205	222	1.513
	2.418	**1.464**	**1.156**	**855**	**360**	**6.253**
Costi di produzione	(352)	(370)	(353)	(199)	(52)	(1.326)
Costi di ricerca	(120)	(69)	(61)	(39)	(83)	(372)
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamento al fondo abbandono pozzi	(462)	(316)	(253)	(336)	(81)	(1.448)
Altri (oneri) proventi	(183)	(99)	(91)	3	(77)	(447)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**1.301**	**610**	**398**	**284**	**67**	**2.660**
Imposte sul reddito stimate (a)	(542)	(254)	(219)	(110)	(19)	(1.144)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	**759**	**356**	**179**	**174**	**48**	**1.516**

(a) Al fine di adeguarsi alla prassi seguita dalla maggioranza delle compagnie petrolifere internazionali, dal 1999 è stata modificata la metodologia di calcolo della produzione equity e delle riserve certe in alcuni PSA. In particolare sono iscritte nella produzione equity e tra le riserve certe le quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei PSA dove l'onere tributario a carico dell'Eni è assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di "Profit Oil"; la modifica consente di adottare un criterio uniforme nella quantificazione delle produzioni e delle riserve nei diversi paesi, indipendentemente dalla circostanza, di carattere formale, che le imposte siano assolte dall'Eni o dall'Ente Nazionale. Questa metodologia ha comportato una rettifica in aumento dei ricavi e delle imposte sul reddito di 203 milioni di euro.

Riserve di petrolio e gas naturale

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano le quantità stimate di greggio, condensati e gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte 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 sviluppate sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite pozzi, facilities e metodi operativi esistenti. Le ulteriori riserve di petrolio e gas, che si ritiene di poter ottenere mediante l'iniezione di liquidi o altre tecniche di recupero, per coadiuvare la normale fluidodinamica e i meccanismi del recupero primario, sono incluse nelle riserve certe sviluppate solo dopo la verifica con un progetto pilota o dopo che la messa in atto di un programma predisposto abbia confermato, attraverso la produzione, che questo miglioramento di recupero possa essere effettivamente ottenuto. Le riserve certe non comprendono i diritti o le royalties vantati da terzi.

La valutazione delle riserve dell'Eni è stata elaborata in conformità allo "Statement of Financial Accounting Standards n. 69". Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 1996, 1997, 1998 e 1999 sono basate sui dati elaborati dall'Eni.

Su richiesta dell'Eni, DeGolyer & MacNaughton (D&M) ha condotto una valutazione indipendente delle riserve Eni di determinate attività in alcuni Paesi al 31 dicembre 1996, 1997, 1998 e 1999. Le risultanze ottenute da D&M non hanno evidenziato significative differenze rispetto a quelle elaborate dall'Eni.

I metodi di valutazione delle riserve certe, di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza di ogni valutazione sulle riserve 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 degli aggiustamenti, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche i cambiamenti dei prezzi del petrolio e del gas naturale possono avere un effetto sulla quantità delle riserve certe dell'Eni, perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Inoltre, le valutazioni delle riserve sono soggette a revisione a causa della fluttuazione dei prezzi che influenza i volumi recuperabili a fronte dei costi sostenuti in alcuni PSA. Le valutazioni delle riserve potrebbero, conseguentemente, divergere in modo significativo dalle quantità di petrolio e di gas naturale che alla fine verranno effettivamente estratte.

Le riserve comprendono il gas naturale di alcuni campi di stoccaggio dell'Eni in Italia, utilizzati per la modulazione dell'offerta di gas a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno).

Le tabelle che seguono evidenziano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi i condensati) e di gas naturale dell'Eni per gli anni 1997, 1998 e 1999.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)

Riserve certe di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1996	**316**	**953**	**720**	**416**	**79**	**2.484**
Acquisizioni					254	254
Revisioni di precedenti stime	20	76	47	23	21	187
Miglioramenti di recupero		1	2	12		15
Estensioni e nuove scoperte	61	34	24	26	5	150
Produzione	(37)	(78)	(65)	(43)	(14)	(237)
Cessioni		(1)		(6)	(2)	(9)
Riserve al 31.12.1997	**360**	**985**	**728**	**428**	**343**	**2.844**
Revisioni di precedenti stime	(20)	86	78	38	(25)	157
Miglioramenti di recupero			17			17
Estensioni e nuove scoperte	25	31	39	9		104
Produzione	(36)	(78)	(72)	(42)	(13)	(241)
Riserve al 31.12.1998	**329**	**1.024**	**790**	**433**	**305**	**2.881**
Acquisizioni	6	13		1	79	99
Revisioni di precedenti stime (a)	20	107	52	22	44	245
Miglioramenti di recupero			3			3
Estensioni e nuove scoperte	5	8	126	2	11	152
Produzione (a)	(32)	(81)	(71)	(41)	(18)	(243)
Riserve al 31.12.1999	**328**	**1.071**	**900**	**417**	**421**	**3.137**
Riserve certe sviluppate di petrolio						
Riserve al 31.12.1996	222	712	433	306	43	1.716
Riserve al 31.12.1997	226	680	429	287	50	1.672
Riserve al 31.12.1998	180	689	452	315	70	1.706
Riserve al 31.12.1999	172	681	473	276	148	1.750

(a) Al fine di adeguarsi alla prassi seguita dalla maggioranza delle compagnie petrolifere internazionali, dal 1999 è stata modificata la metodologia di calcolo della produzione equity e delle riserve certe in alcuni PSA. In particolare sono iscritte nella produzione equity e tra le riserve certe le quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei PSA dove l'onere tributario a carico dell'Eni è assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di "Profit Oil"; la modifica consente di adottare un criterio uniforme nella quantificazione delle produzioni e delle riserve nei diversi paesi, indipendentemente dalla circostanza, di carattere formale, che le imposte siano assolte dall'Eni o dall'Ente Nazionale. Questa metodologia ha influito sulla determinazione delle revisioni di precedenti stime delle riserve certe (+237 milioni di barili di olio) e della produzione (+15 milioni di barili).

Gas naturale

(milioni di metri cubi)

Riserve certe di gas naturale	Italia (a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.1996	**209.606**	**76.557**	**20.831**	**37.270**	**8.099**	**352.363**
Acquisizioni	5.900	117				6.017
Revisioni di precedenti stime	1.796	265	(189)	89	619	2.580
Miglioramenti di recupero				399		399
Estensioni e nuove scoperte	3.590	13.525		2.931	5	20.051
Produzione	(16.822)	(1.158)	(222)	(2.713)	(951)	(21.866)
Cessioni				(836)		(836)
Riserve al 31.12.1997	**204.070**	**89.306**	**20.420**	**37.140**	**7.772**	**358.708**
Acquisizioni	5					5
Revisioni di precedenti stime	5.293	6.534	(2.150)	589	71	10.337
Estensioni e nuove scoperte	6.845	14.264	1.640	2.954	12.036	37.739
Produzione	(18.641)	(1.535)	(205)	(2.493)	(1.225)	(24.099)
Riserve al 31.12.1998	**197.572**	**108.569**	**19.705**	**38.190**	**18.654**	**382.690**
Acquisizioni	53	538		617	2.288	3.496
Revisioni di precedenti stime (b)	632	16.545	(790)	1.057	(7.393)	10.051
Estensioni e nuove scoperte	927	4.850	8.734	61	349	14.921
Produzione (b)	(16.834)	(2.974)	(344)	(2.231)	(1.826)	(24.209)
Cessioni	(11)					(11)
Riserve al 31.12.1999	**182.339**	**127.528**	**27.305**	**37.694**	**12.072**	**386.938**
Riserve certe sviluppate di gas naturale						
Riserve al 31.12.1996	134.405	8.044	4.144	26.629	4.789	178.011
Riserve al 31.12.1997	125.776	8.848	4.083	22.359	3.737	164.803
Riserve al 31.12.1998	116.524	14.627	3.870	23.740	5.202	163.963
Riserve al 31.12.1999	118.954	18.928	18.497	22.965	8.791	188.135

(a) I dati al 31 dicembre 1996, 1997, 1998 e 1999 comprendono, rispettivamente, 22.816, 22.884, 22.133 e 21.399 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

(b) Al fine di adeguarsi alla prassi seguita dalla maggioranza delle compagnie petrolifere internazionali, dal 1999 è stata modificata la metodologia di calcolo della produzione equity e delle riserve certe in alcuni PSA. In particolare sono iscritte nella produzione equity e tra le riserve certe le quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei PSA dove l'onere tributario a carico dell'Eni è assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di "Profit Oil"; la modifica consente di adottare un criterio uniforme nella quantificazione delle produzioni e delle riserve nei diversi paesi, indipendentemente dalla circostanza, di carattere formale, che le imposte siano assolte dall'Eni o dall'Ente Nazionale. Questa metodologia ha influito sulla determinazione delle revisioni di precedenti stime delle riserve certe (+29,2 miliardi di metri cubi di gas naturale) e della produzione (+0,3 miliardi di metri cubi di gas naturale).

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

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

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

I flussi di cassa futuri al 31 dicembre 1997, 1998, 1999 includono, per un importo compreso fra 425 e 433 milioni di euro circa, i pagamenti annuali che un'impresa controllata dall'Eni SpA effettuerà fino al 2003 per assicurarsi il soddisfacimento di specifici picchi di domanda. Tale capacità è ottenuta attraverso l'utilizzazione di gas estratto dai campi di produzione e immesso nei campi di stoccaggio.

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

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

Il valore standard è stato calcolato in linea con quanto previsto dai principi F.A.S.B. e non corrisponde a una stima del valore di mercato delle riserve certe dell'Eni. Infatti una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.

(milioni di €)

	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.1997						
Entrate di cassa future	27.586	20.370	10.989	9.407	4.895	73.247
Costi futuri di produzione	(3.585)	(6.994)	(3.440)	(2.674)	(1.257)	(17.950)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.489)	(3.742)	(1.318)	(1.237)	(1.183)	(9.969)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**21.512**	**9.634**	**6.231**	**5.496**	**2.455**	**45.328**
Imposte sul reddito future	(7.998)	(2.615)	(3.526)	(2.290)	(625)	(17.054)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**13.514**	**7.019**	**2.705**	**3.206**	**1.830**	**28.274**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.024)	(3.979)	(1.009)	(1.028)	(1.116)	(12.156)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**8.490**	**3.040**	**1.696**	**2.178**	**714**	**16.118**
31.12.1998						
Entrate di cassa future	18.312	13.676	7.111	6.792	2.600	48.491
Costi futuri di produzione	(3.134)	(6.196)	(2.978)	(2.700)	(836)	(15.844)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.544)	(3.704)	(1.207)	(895)	(972)	(9.322)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**12.634**	**3.776**	**2.926**	**3.197**	**792**	**23.325**
Imposte sul reddito future	(4.489)	(749)	(1.198)	(1.062)	(192)	(7.690)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**8.145**	**3.027**	**1.728**	**2.135**	**600**	**15.635**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.858)	(2.027)	(650)	(608)	(433)	(6.576)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**5.287**	**1.000**	**1.078**	**1.527**	**167**	**9.059**
31.12.1999						
Entrate di cassa future (a)	29.900	34.457	21.177	12.831	9.181	107.546
Costi futuri di produzione	(3.972)	(7.782)	(5.212)	(3.528)	(1.375)	(21.869)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.264)	(4.584)	(2.711)	(893)	(1.731)	(12.183)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	**23.664**	**22.091**	**13.254**	**8.410**	**6.075**	**73.494**
Imposte sul reddito future (a)	(9.168)	(10.662)	(8.012)	(4.006)	(1.594)	(33.442)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	**14.496**	**11.429**	**5.242**	**4.404**	**4.481**	**40.052**
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.618)	(5.886)	(2.238)	(1.269)	(2.288)	(17.299)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	**8.878**	**5.543**	**3.004**	**3.135**	**2.193**	**22.753**

(a) Al fine di adeguarsi alla prassi seguita dalla maggioranza delle compagnie petrolifere internazionali, dal 1999 è stata modificata la metodologia di calcolo della produzione equity e delle riserve certe in alcuni PSA. In particolare sono iscritte nella produzione equity e tra le riserve certe le quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei PSA dove l'onere tributario a carico dell'Eni è assolto dall'Ente Nazionale in nome e per conto dell'Eni a valere sulla quota di "Profit Oil"; la modifica consente di adottare un criterio uniforme nella quantificazione delle produzioni e delle riserve nei diversi paesi, indipendentemente dalla circostanza, di carattere formale, che le imposte siano assolte dall'Eni o dall'Ente Nazionale. Questa metodologia ha influito sulla determinazione delle entrate di cassa future e delle imposte sul reddito future (+7.152 milioni di euro).

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La seguente tabella indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 1997, 1998 e 1999.

(milioni di €)

	1997	1998	1999
Valore all'inizio dell'esercizio	**15.438**	**16.118**	**9.059**
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(4.888)	(3.486)	(4.927)
- variazioni nette dei prezzi di vendita futuri, al netto dei costi di produzione	(5.034)	(10.384)	23.334
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.112	666	1.144
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.005)	(642)	(1.570)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	1.375	1.803	1.746
- revisioni delle quantità stimate	1.229	688	2.054
- effetto dell'attualizzazione	2.997	2.494	1.362
- variazione netta delle imposte sul reddito	4.773	4.819	(12.702)
- acquisizioni di riserve	520		1.032
- cessioni di riserve	(80)		(1)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(319)	(3.017)	2.222
Valore alla fine dell'esercizio	**16.118**	**9.059**	**22.753**

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE

ARTHUR ANDERSEN

Relazione della società di revisione sul bilancio consolidato ai sensi dell'art. 156 del D. Lgs. 24/2/1998, n. 58

Arthur Andersen SpA
Via Campania 47
00187 Roma

Agli Azionisti
dell'Eni S.p.A.:

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato dell'Eni S.p.A. e sue controllate chiuso al 31 dicembre 1999. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato compete agli amministratori della Società. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio consolidato e basato sulla revisione contabile.

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

   I bilanci di alcune società controllate, che rappresentano il 15% dell'attivo e l'11% dei ricavi consolidati, al netto delle accise, sono stati esaminati da altri revisori che ci hanno fornito le relative relazioni. Il nostro giudizio, espresso in questa relazione, per quanto riguarda i valori relativi a tali società inclusi nel consolidamento, è basato anche sulla revisione svolta dagli altri revisori.

   Il bilancio consolidato presenta, ai fini comparativi, i dati dell'esercizio precedente, in conformità a quanto richiesto dalla legge; inoltre, sono inclusi, per una migliore informativa, anche i dati del conto economico dell'esercizio 1997. Per il giudizio relativo al bilancio dell'esercizio precedente ed al bilancio di cui è parte il conto economico dell'esercizio 1997, si fa riferimento alle relazioni da noi emesse, rispettivamente, in data 21 aprile 1999 e 22 aprile 1998.

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato dell'Eni S.p.A. e sue controllate al 31 dicembre 1999 è conforme alle norme che ne disciplinano i criteri di redazione; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della società e sue controllate.

Roma, 17 aprile 2000

Arthur Andersen SpA

Ugo Marinelli - Socio

PAGINA BIANCA

ALLEGATI

ALLEGATI ALLA NOTA INTEGRATIVA DEL BILANCIO CONSOLIDATO

IMPRESE CONTROLLATE E COLLEGATE DELL'ENI SPA AL 31 DICEMBRE 1999

Di seguito sono forniti gli elenchi delle imprese controllate e delle imprese collegate dell'Eni SpA al 31 dicembre 1999, a norma dell'art. 2359 del codice civile. Le imprese sono suddivise per settore di attività e per localizzazione (Italia e estero) e sono ordinate alfabeticamente. Per le imprese consolidate e le rispettive partecipazioni è indicato il metodo di consolidamento o il criterio di valutazione, per le imprese consolidate è anche indicata la percentuale consolidata di pertinenza dell'Eni. In nota è riportata la percentuale di controllo se diversa da quella di possesso, nonché la quota di partecipazione detenuta a titolo di investimento temporaneo, che comporta l'esclusione della stessa dalla percentuale consolidata. I codici delle valute indicati negli elenchi sono conformi all'International Standard ISO 4217.

Al 31 dicembre 1999 le imprese controllate e collegate dell'Eni SpA erano così ripartite:

	Controllate			Collegate		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese consolidate e loro partecipazioni						
Consolidate con il metodo integrale	47	124	171			
Consolidate con il metodo proporzionale				2	12	14
Valutate con il criterio del patrimonio netto	16	28	44	29	36	65
Valutate con il criterio del costo	48	20	68	60	42	102
Partecipazioni di imprese non consolidate	9	6	15	8	2	10
Totale imprese	120	178	298	99	92	191

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
IMPRESA CONSOLIDANTE							
Eni SpA	Roma	ITL	8.002.127.653.000	Ministero del tesoro, del bilancio e della programmazione economica	35,34		
				Altri Soci	64,66		
IMPRESE CONTROLLATE							
Esplorazione e Produzione							
In Italia							
Agip Medio Oriente SpA	San Donato Milanese	ITL	600.000.000	Eni SpA	99,00		P.N.
				Soc. Petr. Italiana	1,00		
Agip SpA	San Donato Milanese	ITL	200.000.000	Eni SpA	99,95		P.N.
				Soc. Petr. Italiana	0,05		
Ce.O.M. - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA	Palermo	ITL	12.000.000.000	Eni SpA	88,49		P.N.
				Snamprogetti	3,54		
				Tecnomare SpA	1,77		
				Soci terzi	6,20		
Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione)	Milano	ITL	400.000.000	Eni SpA	99,99		Co.
				Soc. Petr. Italiana	(..)		
Eurosolare SpA	San Donato Milanese	ITL	20.000.000.000	Eni SpA	99,99	100,00	C.I.
				Soc. Petr. Italiana	(..)		
Reggente SpA	Lucera	ITL	500.000.000	Soc. Petr. Italiana	81,63		P.N.
				Soci terzi	18,37		
Società Petrolifera Italiana SpA	San Donato Milanese	ITL	73.040.000.000	Eni SpA	99,96	99,96	C.I.
				Sofid	(..)		
				Soci terzi	0,04		
Somicem - Società Mineraria Centro Meridionale SpA	Ragusa	ITL	200.000.000	Eni SpA	90,00	99,96	C.I.
				Sofid	10,00		
All'estero							
Agip Albania BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.010	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Algeria Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Algeria Production BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Ltd	St. Helier (Jersey)	USD	1.000.000	Agip Angola Product.	100,00	100,00	C.I.
Agip Angola Production BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Argentina Exploración y Explotación SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	2.000.000	Agip Explor.	99,50	100,00	C.I.
				Agip Intern. BV	0,50		
Agip Australia BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Azerbaijan BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Caspian Sea BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.010	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip China BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Croatia BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Denmark BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Energy BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000	Agip Explor. Agip Intern. BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Agip Erdoelgewinnung GmbH	Monaco (Germania)	DEM	140.000	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Eritrea BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	25.000.030	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip Gabon SA	Libreville (Gabon)	XAF	5.000.000	Agip Intern. BV Agip Explor. Agip Tunisia Agip Algeria Product. Soci terzi	98,40 0,60 0,20 0,20 0,60	99,40	C.I.
AgipGas BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip North Africa	100,00		Co.
Agip Guyana BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip International BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	1.021.508.850	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip International (NA) NV	Curaçao (Antille Olandesi)	USD	6.010	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip IRAN BV (ex Agip Dorood BV)	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Ireland BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Karachaganak BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.010	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Kazakhstan Trading Llp	Aksai (Kazakistan)	KZT	100.000	Agip Karachaganak Agip Explor.	80,00 20,00		P.N.
Agip Middle East BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip North Africa BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	177.377.400	Agip Explor. Agip do Brasil	99,99 (..)	100,00	C.I.
Agip Oil Ecuador BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Perù BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Petroleum BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Petroleum Co Inc	Dover (U.S.A.)	USD	100.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Agip Petroleum Exploration Co Inc	Wilmington (U.S.A.)	USD	5.000.000	Agip Petrol. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Qatar BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Recherches Congo (Brazzaville) SA	Brazzaville (Congo)	USD	7.000.000	Agip Intern. BV Agip Int. (NA) NV Agip Explor.	99,99 (..) (..)	100,00	C.I.
Agip South Atlantic BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00		P.N.
Agip Trading BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	9.300.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip Trinidad and Tobago Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Trinidad and Tobago Ltd	Port of Spain (Trinidad)	TTD	100.000	Agip Explor. Agip Intern. BV	99,94 0,06	100,00	C.I.
Agip Tunisia BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip (UK) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	250.000.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Agip (UK) Property Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	2.000.000	Agip (UK)	100,00		P.N.
Agip Usa Inc	Wilmington (U.S.A.)	USD	3.000.000	Agip Intern. BV	100,00		P.N.
Agip Venezuela BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Agip Yemen BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
A.K.D. Petroleum Operating BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Azerbaijan	100,00		Co.
Ieoc Exploration BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Explor.	100,00	100,00	C.I.
Ieoc Production BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.800.000	Agip Intern. BV Agip Explor.	99,89 0,11	100,00	C.I.
Nigerian Agip Exploration Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Agip Explor. Agip Intern. BV	99,99 0,01	100,00	C.I.
Nigerian Agip Trustees Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	1.250.000	Naoc Nigerian Agip Explor.	99,00 1,00		P.N.
Norsk Agip A/S	Forus (Norvegia)	NOK	200.000.000	Agip Intern. BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Gas Naturale							
Snam SpA	San Donato Milanese	ITL	2.170.000.000.000	Eni SpA	99,99	99,99	C.I.
				Soci terzi	(..)		
In Italia							
Acquedotto di Savona SpA	Savona	ITL	1.000.000.000	Soc. Az. Condotta	100,00	21,64	C.I.
Acquedotto Monferrato SpA	Torino	ITL	1.200.000.000	Soc. Az. Condotta	100,00	21,64	C.I.
Acquedotto Vesuviano SpA	Ercolano	ITL	1.050.000.000	Italgas	100,00	40,90	C.I.
Ambiente SpA	San Donato Milanese	ITL	70.000.000.000	Snam	46,94	88,77	C.I.
				AgipPetroli	19,00		
				Italgas	19,00		
				EniChem	15,06		
C.G.E. Consorzio Gestione Energia (in liquidazione)	Roma	ITL	420.000.000	Italgas	43,10		Co.
				EniData	42,85		
				EniSud	14,05		
Compagnia Napoletana di Illuminazione e Scaldamento col Gas SpA	Napoli	ITL	30.800.000.000	Italgas	78,19	53,46	C.I.
				Snam	21,48		
				Soci terzi	0,33		
Consorzio Eni Acqua	Roma	ITL	20.000.000	Snamprogetti	15,00		Co.
				Saipem SpA	15,00		
				Eni SpA	15,00		
				AgipPetroli	15,00		
				Italgas	15,00		
				Snam	15,00		
				Soci terzi	10,00		
Consorzio Eni Acqua Calabria (in liquidazione)	Torino	ITL	20.000.000	Soc. Az. Condotta	55,00		Co.
				Saipem SpA	33,00		
				Soci terzi	12,00		
Consorzio Eni Acqua Campania (in liquidazione)	Roma	ITL	1.000.000.000	Con. Eni Acqua	51,00		
				Soci terzi	49,00		
Eni Acqua Campania SpA	Napoli	ITL	9.900.000.000	Italgas	35,20	28,25	C.I.
				Snam	10,20		
				Snamprogetti	2,55		
				Saipem SpA	2,55		
				Soci terzi	49,50		
Fiorentina Gas SpA	Firenze	ITL	10.000.000.000	Italgas	41,75	26,36	C.I.
				Snam	9,28		
				Soci terzi	48,97		
Immobiliare Est SpA	San Donato Milanese	ITL	10.000.000.000	Snam	100,00		Co.
Immobiliare Metanopoli SpA	San Donato Milanese	ITL	419.728.000.000	Snam	90,09	90,16	C.I.
				Sofid	0,07		
				Soci terzi	9,84		
Nucleco Società per l'Ecoingegneria Nucleare SpA	Roma	ITL	1.000.000.000	Ambiente	60,00		Co.
				Soci terzi	40,00		
Pentesilea Srl	San Donato Milanese	ITL	20.000.000	Ambiente	100,00		Co.
Servizi Aerei SpA	San Donato Milanese	ITL	1.000.000.000	Snam	100,00	99,99	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Servizi Turistici Grantour SpA	San Donato Milanese	ITL	4.000.000.000	Snam	100,00		99,99	C.I.
Seteap - Servizi Territori Aree Penisola SpA	Napoli	ITL	200.000.000	Napoletana Gas	95,25			Co.
				Soci terzi	4,75			
Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili	Torino	ITL	5.706.509.000	Italgas	52,91		21,64	C.I.
				Sofid	9,00	(a)		
				Soci terzi	38,09			
Società Funiviaria Alto Tirreno pA	Savona	ITL	11.000.000.000	Italgas	99,90			Co.
				Acq. di Savona	0,10			
Società Italiana per il Gas pA	Torino	ITL	696.949.112.000	Snam	40,90		40,90	C.I.
				Sofid	0,25	(a)		
				Soci terzi	58,85			
All'estero								
Adriaplin Doo	Lubiana (Slovenia)	SIT	3.105.000.000	Italgas	51,00			Co.
				Soci terzi	49,00			
Gas Brasiliano Distribuidora Ltda	San Paolo (Brasile)	BRL	275.411.332	Snam	51,00		71,04	C.I.
				Italgas	49,00			
Samco SA	Lugano (Svizzera)	CHF	20.000	Transmediterranean	90,00			Co.
				Snam Int. BV	5,00			
				Soci terzi	5,00			
Scogat Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA	Tunisi (Tunisia)	TND	200.000	Snam Int. BV	100,00		99,99	C.I.
Sergaz - Société de Service du Gazoduc Transtunisien SA	Tunisi (Tunisia)	TND	99.000	Snam Int. BV	66,67		66,67	C.I.
				Soci terzi	33,33			
Slovenski Plinovodi Doo	Nova Gorica (Slovenia)	SIT	965.109.055	Adriaplin Doo	100,00			
Snam International BV	Amsterdam (Olanda)	EUR	20.000	Snam	100,00		99,99	C.I.
Snam International Holding AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	129.500.000	Eni Int. Holding	51,00		99,99	C.I.
				Snam	49,00			
Snam International Ltd	St. Helier (Jersey)	USD	2.000.000	Snam Int. Hol. AG	100,00		99,99	C.I.
Suedpetrol AG fuer Erdoelwirtschaft	Monaco (Germania)	DEM	15.000.000	Snam Int. BV	100,00			P.N.
Tigaz Gepa Kft	Hajduszoboszlo (Ungheria)	HUF	52.780.000	Tigaz Rt	100,00			Co.
Tigaz Tiszantuli Gazszolgaltato Reszvenytarsasag	Hajduszoboszlo (Ungheria)	HUF	17.000.000.000	Italgas	40,00	(b)	26,36	C.I.
				Snam	10,00			
				Soci terzi	50,00			
Trans Austria Gasline Finance Co Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	1.000.000	Snam	91,50		91,50	C.I.
				Soci terzi	8,50			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	St. Helier (Jersey)	USD	10.310.000	Snam	50,00			P.N.
				Soci terzi	50,00			
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	St. Helier (Jersey)	USD	1.098.000	Snam	100,00		99,99	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(a) Investimento temporaneo

(b) La percentuale di possesso senza arrotondamenti è pari al 40,00001

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Raffinazione e Marketing							
AgipPetroli SpA	Roma	ITL	1.830.000.000.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
In Italia							
AgipGas SpA	Roma	ITL	1.632.000.000	AgipPetroli	100,00	100,00	C.I.
Atriplex Srl	Roma	ITL	5.000.000.000	AgipPetroli	99,00	100,00	C.I.
				AgipGas	1,00		
Big Bon Distribuzione SpA	Milano	ITL	1.000.000.000	AgipPetroli	100,00	100,00	C.I.
Consorzio AgipGas Abruzzo	Giulianova	ITL	100.000.000	AgipGas	65,00		Co.
				Soci terzi	35,00		
Consorzio AgipGas Lazio Sud	Roma	ITL	10.000.000	AgipGas	70,00		Co.
				Soci terzi	30,00		
Consorzio AgipGas Lucania	Vaglio Basilicata	ITL	50.000.000	AgipGas	70,00		Co.
				Soci terzi	30,00		
Consorzio AgipGas Sabina	Grotti - Cittaducale	ITL	10.000.000	AgipGas	70,00		Co.
				Soci terzi	30,00		
Consorzio AgipGas Tuscia	Roma	ITL	50.000.000	AgipGas	95,00		Co.
				Soci terzi	5,00		
Consorzio AgipGas Umbria	Assisi	ITL	20.000.000	AgipGas	100,00		Co.
Consorzio Centro Ricerche Sud	San Filippo del Mela	ITL	1.448.100.000	AgipPetroli	67,00		Co.
				Euron	33,00		
Consorzio Cogenerazione Fornovo	Fornovo di Taro	ITL	50.000.000	AgipPetroli	70,00		Co.
				Soc. Petr. Italiana	30,00		
Consorzio Condeco Santapalomba	Pomezia	ITL	118.000.000	AgipPetroli	48,46		Co.
				Atriplex	39,78		
				Soci terzi	11,76		
Costiero Gas Livorno SpA	Livorno	ITL	80.000.000.000	AgipGas	65,00	65,00	C.I.
				Soci terzi	35,00		
Ecofuel SpA	Milano	ITL	100.000.000.000	AgipPetroli	99,99	100,00	C.I.
				Sofid	(..)		
Ecolub SpA	Ceccano	ITL	200.000.000	AgipPetroli	100,00		P.N.
Euron SpA	San Donato Milanese	ITL	1.000.000.000	AgipPetroli	100,00	100,00	C.I.
Italiana Petroli Srl	Roma	ITL	80.000.000	AgipPetroli	100,00		P.N.
Mixoil SpA	Milano	ITL	200.000.000	AgipPetroli	100,00	100,00	C.I.
Petrolig Srl	Genova	ITL	200.000.000	AgipPetroli	70,00		P.N.
				Soci terzi	30,00		
Praoil Oleodotti Italiani SpA	Genova	ITL	124.000.000.000	AgipPetroli	99,97	100,00	C.I.
				AgipGas	0,03		
Reful Srl	Genova	ITL	20.000.000	AgipPetroli	100,00		P.N.
Semi Granturismo SpA (in liquidazione)	Roma	ITL	200.000.000	AgipPetroli	95,00		Co.
				Snam	5,00		
Società Italiana Oleodotti di Gaeta SpA	Gaeta	ITL	360.000.000	AgipPetroli	72,48		Co.
				Soci terzi	27,52		
Sogetel SpA	Roma	ITL	300.000.000	AgipPetroli	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
All'estero								
Afi Hotels Ltd	Londra (Gran Bretagna)	ITL	2.000.000.000	AgipPetroli Snam	80,00 20,00			Co.
Agip Austria Aktiengesellschaft	Vienna (Austria)	ATS	272.600.000	AgipPetr. Int. Agip Deutschland	75,00 25,00		100,00	C.I.
Agip Benelux BV	Rotterdam (Olanda)	NLG	4.260.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
Agip (Côte d'Ivoire) SA	Abidjan (Costa d'Avorio)	XAF	1.000.008.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
Agip de México SA de CV (in liquidazione)	Zapopan (Messico)	MXN	33.625.640	AgipPetr. Int.	100,00			Co.
Agip Deutschland AG	Monaco (Germania)	DEM	175.000.000	AgipPetr. Int. AgipPetroli	98,00 2,00		100,00	C.I.
Agip Distribuidora SA (ex Companhia Sao Paulo de Petróleo SA)	San Paolo (Brasile)	BRL	60.000.000	Agipliquigas Soci terzi	73,04 26,96	(c)	73,04	C.I.
Agip do Brasil SA	San Paolo (Brasile)	BRL	109.095.218	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
Agip Ecuador SA (ex Esafi SA)	Quito (Ecuador)	ECS	2.578.552.000	AgipPetr. Int. Esain	99,93 0,07		99,93	C.I.
Agip Eritrea Sh Co	Asmara (Eritrea)	ERN	14.350.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
Agip España SA	Madrid (Spagna)	ESP	10.240.000.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
Agip (Ethiopia) Sh Co	Addis Abeba (Etiopia)	ETB	10.466.930	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
Agip Française SA	Lione (Francia)	FRF	5.000.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
Agip Hungaria Rt	Budapest (Ungheria)	HUF	10.256.500.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	99,37 0,63		99,37	C.I.
Agip (Kenya) Ltd	Nairobi (Kenya)	KES	112.459.400	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
Agipliquigas SA	San Paolo (Brasile)	BRL	86.782.593	Agip do Brasil	100,00		100,00	C.I.
Agip Lubricants (Pty) Ltd	Johannesburg (Sud Africa)	ZAR	200.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
Agiplubrificantes Ltda	San Paolo (Brasile)	BRL	3.000.000	Agip do Brasil	100,00		100,00	C.I.
Agip (Nigeria) Plc	Lagos (Nigeria)	NGN	216.500.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	60,00 40,00		60,00	C.I.
AgipPetroli International BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	169.815.190	Eni Int. Holding AgipPetroli	51,00 49,00		100,00	C.I.
Agip Portugal - Combustiveis SA	Alges (Portogallo)	PTE	552.000.000	Agip España	100,00		100,00	C.I.
Agip Praha AS (ex Agip Praha Ltd)	Praga (Repubblica Ceca)	CZK	1.130.000.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.
Agip Romania SA	Bucarest (Romania)	ROL	158.539.100.000	AgipPetr. Int.	100,00		100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di controllo: Agipliquigas 93,64
Soci terzi 6,36

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Agip Schmiertechnik GmbH	Wurzburg (Germania)	DEM	3.051.000	Agip Deutschland	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovenija Doo	Lubiana (Slovenia)	DEM	5.000.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip Slovensko Sro	Bratislava (Repubblica Slovacca)	SKK	20.000.000	AgipPetr. Int.	100,00		P.N.
Agip (Suisse) SA	Losanna (Svizzera)	CHF	102.500.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Agip Trading Services BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	AgipPetr. Int.	100,00		P.N.
Agip Trading Services Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	500	AgipPetr. Int.	100,00		P.N.
Agip (Uganda) Ltd	Kampala (Uganda)	UGX	80.000.000	AgipPetr. Int. AgipPetroli	99,99 0,01	100,00	C.I.
Agip (Zambia) Ltd	Lusaka (Zambia)	ZMK	900.300.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
American Agip Co Inc	Wilmington (U.S.A.)	USD	27.000.000	AgipPetr. Int.	100,00	100,00	C.I.
Esacontrol SA	Quito (Ecuador)	ECS	1.500.000.000	Agip Ecuador Soci terzi	87,00 13,00		P.N.
Esain SA	Quito (Ecuador)	ECS	750.000.000	Agip Ecuador	100,00		P.N.
Hotel Assets Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	44.005.000	AgipPetroli	100,00		Co.
Oficina Mecanica Carlos Weber SA	San Paolo (Brasile)	BRL	1.010.400	Agip do Brasil	100,00		P.N.
Piquerobi Comercial Ltda	San Paolo (Brasile)	BRL	17.920.000	Agip Distribuidora	100,00		P.N.
Romania Petrol Distributie Srl	Bucarest (Romania)	ROL	17.700.000	AgipPetr. Int.	100,00		P.N.
SDCL - Société de Distribution de Carburants et Lubrifiants SA	Lione (Francia)	FRF	54.340.000	Agip Française	100,00	100,00	C.I.
Tecnoesa SA	Quito (Ecuador)	ECS	900.000.000	Agip Ecuador	100,00		P.N.
Petrolchimica							
EniChem SpA	San Donato Milanese	ITL	4.488.000.000.000	Eni SpA Snam Soci terzi	70,11 29,87 0,02	99,98	C.I.
In Italia							
Acna Chimica Organica SpA (in liquidazione)	Cengio	ITL	200.000.000	EniChem	100,00		Co.
Agricoltura SpA (in liquidazione)	Gela	ITL	200.000.000.000	EniChem	100,00		Co.
Anic Partecipazioni SpA (in liquidazione)	Gela	ITL	50.042.228.000	EniChem Soci terzi	99,96 0,04		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio per la Depurazione delle Acque della Zona Industriale di Porto Marghera (in liquidazione)	Marghera	ITL	500.000.000	Agricoltura (in liquidaz.)	33,70		Co.
				EniChem	28,97		
				Soci terzi	37,33		
Consorzio Utenti Acquedotti Industriali ed Altri Servizi di Interesse Collettivo SpA	Porto Marghera	ITL	2.000.000.000	EniChem	74,00		Co.
				Enirisorse (in liquidaz.)	10,00		
				AgipPetroli	3,00		
				Soci terzi	13,00		
Esercizio Raccordi Ferroviari di Porto Marghera SpA	Porto Marghera	ITL	200.000.000	EniChem	60,38		Co.
				Soci terzi	39,62		
Fosfotec Srl (in liquidazione)	San Donato Milanese	ITL	20.000.000	EniChem	100,00		Co.
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	Gela	ITL	2.500.000.000	Agricoltura (in liquidaz.)	52,00		
				Soci terzi	48,00		
Ing. Luigi Conti Vecchi SpA	Assemini	ITL	200.000.000	EniChem	100,00	99,98	C.I.
IRS Industria Resine Speciali SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese	ITL	200.000.000	EniChem	100,00		Co.
Nuova Chimica Biosintesi SpA (in liquidazione)	San Donato Milanese	ITL	200.000.000	EniChem	100,00		Co.
Organic Chemicals Srl (in liquidazione)	Cengio	ITL	4.000.000.000	EniChem	100,00		Co.
All'estero							
Chemtrade (Proprietary) Ltd (in liquidazione)	Johannesburg (Sud Africa)	ZAR	3.000	EniChem	100,00		Co.
Conserv Inc	Nichols (U.S.A.)	USD	60.000	Agricoltura (in liquidaz.)	100,00		
Dunastyr Polystyrene Manufacturing Company Ltd	Budapest (Ungheria)	HUF	2.113.902.000	EniChem	56,55	78,61	C.I.
				EniChem Benelux	11,04		
				EniChem Deutschland	11,04		
				Soci terzi	21,37		
EniChem Americas Inc (ex EniChem Elastomers Americas Inc)	Wilmington (U.S.A.)	USD	78.370	EniChem	100,00	99,98	C.I.
EniChem Benelux SA	Nivelles (Belgio)	BEF	1.189.500.000	EniChem	99,99	99,98	C.I.
				Ec Distribution	(..)		
EniChem Deutschland GmbH	Eschborn (Germania)	DEM	6.000.500	EniChem	100,00	99,98	C.I.
EniChem Distribution SA	Viganello (Svizzera)	CHF	2.250.000	Ec Finance	100,00	99,98	C.I.
EniChem do Brasil Ltda (in liquidazione)	San Paolo (Brasile)	BRL	184.020	Ec Int. Hol. (in liquidaz.)	99,00		
				Soci terzi	1,00		
EniChem Elastomères France SA	Champagnier (Francia)	FRF	325.297.600	EniChem	100,00	99,98	C.I.
EniChem Finance SA	Viganello (Svizzera)	CHF	100.000	Ec Int. Hol. (in liquidaz.)	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertineuza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
EniChem France SA	Grenoble (Francia)	FRF	319.200.000	EniChem Soci terzi	99,99 (..)		99,98	C.I.
EniChem Hellas SA	Atene (Grecia)	GRD	116.550.000	EniChem	100,00			Co.
EniChem Ibérica SA	Barcellona (Spagna)	ESP	420.000.000	EniChem	100,00		99,98	C.I.
EniChem International Holding BV (in liquidazione)	Amsterdam (Olanda)	NLG	716.550.000	EniChem	100,00			Co.
EniChem Japan Ltd	Tokyo (Giappone)	JPY	230.000.000	EniChem	100,00		99,98	C.I.
EniChem Kimya Urunleri Ticaret Limited Sirketi	Istanbul (Turchia)	TRL	500.000.000	EniChem Ec Finance	90,00 10,00			Co.
EniChem Norden A/S	Copenaghen (Danimarca)	DKK	3.000.000	EniChem	100,00			Co.
EniChem Pacific Ltd	Hong Kong (Cina)	HKD	1.000.000	EniChem Soci terzi	99,99 (..)		99,98	C.I.
EniChem Polska Sp z oo	Varsavia (Polonia)	PLN	1.000.000	EniChem Soci terzi	99,99 0,01			Co.
EniChem Portugal Industria Quimica SA	Viana do Castelo (Portogallo)	PTE	9.000.000	EniChem UK Ltd Soci terzi	99,56 0,44			Co.
EniChem (Singapore) Pte Ltd	Singapore (Singapore)	SGD	1.925.000	Ec Finance	100,00			
EniChem UK Ltd	Hythe (Gran Bretagna)	GBP	4.004.040	EniChem	100,00		99,98	C.I.
EniChem 1997 Ltd (in liquidazione)	Hythe (Gran Bretagna)	GBP	100.000	EniChem UK Ltd	100,00			Co.
Kelvin Terminals Koelveem BV	Al Terneuzen (Olanda)	NLG	10.000	EniChem UK Ltd	100,00			Co.
Société Italo-Maghrébine des Polymères "Impol" SA (in liquidazione)	Tunisi (Tunisia)	USD	1.554.000	EniChem Ec Int. Hol. (in liquidaz.) Soci terzi	70,00 15,00 15,00			Co.
STAC SA - EniChem Polyuréthanne France	Erstein Gare (Francia)	FRF	12.385.989	EniChem	100,00		99,98	C.I.
Ingegneria e Servizi								
Costruzioni e perforazioni								
Saipem SpA	San Donato Milanese	ITL	440.237.300.000	Snam Eni SpA Sofid Soci terzi	29,82 13,16 0,05 56,97	(c) (a) 	43,09	C.I.
In Italia								
Consorzio Saitre	San Donato Milanese	ITL	100.000.000	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00			Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = volutazione al costo

(a) Investimento temporaneo

(c) Percentuale di controllo:

Snam	*29,90*
Eni SpA	*13,20*
Sofid	*0,05*
Soci terzi	*56,85*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	ITL	20.000.000	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Intermare Sarda SpA	Tortolì	ITL	13.000.000.000	Saipem SpA	100,00	43,09	C.I.
Sage Scarl (in liquidazione)	Cagliari	ITL	20.000.000	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Sasp Offshore Engineering SpA	San Donato Milanese	ITL	5.000.000.000	Snamprogetti Saipem SpA	50,00 50,00	43,09	C.I.
Savico Scarl	Cagliari	ITL	20.000.000	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Tecnomare Industriale SpA	Porto Marghera	ITL	1.700.000.000	Sonsub Int. BV	100,00	43,09	C.I.
All'estero							
Akjaik Drilling Company JSC	Aksai (Kazakistan)	USD	200.000	Saipem Intern. Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Ers Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	200.000	Saipem Intern.	100,00	43,09	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	11.400.665	Saipem Intern. Soci terzi	99,99 (..)	43,09	C.I.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	1.250.000	Saipem Intern. Saipem Asia	99,92 0,08	43,09	C.I.
Saipem Argentina S.A.M.I.C. Y F	Buenos Aires (Argentina)	ARS	6.000	Saipem Intern. Soci terzi	98,77 1,23	42,56	C.I.
Saipem Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	8.116.500	Saipem Intern.	100,00	43,09	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	17.661.000	Saipem Intern.	100,00	43,09	C.I.
Saipem Contracting Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	270.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	93,70 6,30	40,38	C.I.
Saipem Inc	Houston - Texas (U.S.A.)	USD	1.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,09	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	380.000.000	Saipem SpA	100,00	43,09	C.I.
Saipem Luxembourg SA	Lussemburgo (Lussemburgo)	LUF	125.962.250	Saipem Intern. Ers	99,99 (..)	43,09	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.023.500	Saipem Intern. Soci terzi	41,38 (c) 58,62	17,83	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem Intern. Agip (Nigeria) Soci terzi	89,42 (..) 10,58	38,53	C.I.
Saipem - Perfurações e Construções Petroliferas America do Sul Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	45.000.000	Saipem SGPS	100,00	43,09	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Maritimo, Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	60.000.000.000	Saipem SGPS	100,00	43,09	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS Sociedade Unipessoal SA	Funchal (Portogallo)	PTE	10.000.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,09	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di controllo: *Saipem Intern.* *40,00*
Soci terzi *60,00*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem Services AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,09	C.I.
Saipem UK Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	6.470.000	Saipem Intern.	100,00	43,09	C.I.
Sasp Offshore Engineering UK Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	500.000	Saipem Intern. Snampr. Netherl.	50,00 50,00		P.N.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	60,00 40,00	25,85	C.I.
Sonsub Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.900.000	Sonsub Int. BV Soci terzi	99,99 (..)	43,09	C.I.
Sonsub International A/S	Randaberg (Norvegia)	NOK	1.295.000	Sonsub Internat.	100,00	43,09	C.I.
Sonsub International BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	20.000.000	Saipem Intern.	100,00	43,09	C.I.
Sonsub International Inc	Wilmington (U.S.A.)	USD	43.333.333	Sonsub Int. BV	100,00	43,09	C.I.
Sonsub International Ltd	Aberdeen (Scozia)	GBP	5.900.838	Sonsub Int. BV	100,00	43,09	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Western (Australia)	AUD	6.600	Sonsub Int. BV	100,00	43,09	C.I.
Ingegneria							
Snamprogetti SpA	San Donato Milanese	ITL	200.000.000.000	Eni SpA Snam	80,00 20,00	99,99	C.I.
In Italia							
Aquater SpA	San Donato Milanese	ITL	20.000.000.000	Snamprogetti Snamprog. Sud	99,00 1,00	99,99	C.I.
Consorzio Bonifica Aree e Siti Inquinati	San Donato Milanese	ITL	40.000.000	Aquater Ambiente	50,00 50,00		Co.
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Due	San Donato Milanese	ITL	100.000.000	Snamprogetti Saipem SpA Aquater Soci terzi	35,00 12,00 5,00 48,00		Co.
Consorzio Eni per l'Alta Velocità - Cepav Uno	San Donato Milanese	ITL	100.000.000	Snamprogetti Saipem SpA Aquater Soci terzi	39,70 12,00 5,50 42,80		Co.
Consorzio per il Catasto Italiano	Roma	ITL	50.000.000	Aquater Soci terzi	71,00 29,00		Co.
Consorzio Ras - Realizzazioni Attraversamenti Sotterranei (in liquidazione)	Udine	ITL	20.000.000	Aquater Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Relav Turbogas Scrl	San Lorenzo in Campo	ITL	20.000.000	Aquater Soci terzi	60,00 40,00		P.N.
Snamprogetti Biotecnologie SpA	Vibo Valentia	ITL	5.000.000.000	Snamprogetti Snamprog. Sud	99,00 1,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Snamprogetti Sud SpA	Vibo Valentia	ITL	2.000.000.000	Snamprogetti	99,00	99,99	C.I.
				Sofid	1,00		
All'estero							
Agip Hong Kong Ltd	Hong Kong (Cina)	HKD	24.725.620	Snampr. Netherl.	99,99		P.N.
				Soci terzi	(..)		
Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	150.000	Snampr. Intern.	99,99		P.N.
				Soci terzi	0,01		
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Snampr. Netherl.	100,00		P.N.
Snamprogetti France Sarl	Courbevoie (Francia)	FRF	150.000	Snampr. Netherl.	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti International SA	Ginevra (Svizzera)	CHF	63.800.000	Snampr. Netherl.	99,99	99,99	C.I.
				Soci terzi	0,01		
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Gran Bretagna)	GBP	15.000.000	Snampr. Intern.	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	203.000.000	Snamprogetti	100,00	99,99	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Ltd	Ryiadh (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Snampr. Intern.	60,00	59,99	C.I.
				Soci terzi	40,00		-
Snamprogetti Usa Inc	Dover (U.S.A.)	USD	2.000	Snampr. Intern.	100,00		P.N.
Altre attività							
Finanziario							
In Italia							
Società Finanziaria Eni SpA Enifin	San Donato Milanese	ITL	250.258.600.000	Eni SpA	100,00	100,00	C.I.
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA	Roma	ITL	164.495.190.000	Eni SpA	77,43	99,61	C.I.
				Snam	17,08		
				Snamprogetti	2,55		
				AgipPetroli	2,55		
				Soci terzi	0,39		
Padana Assicurazioni SpA	San Donato Milanese	ITL	30.000.000.000	Sofid	69,25	99,73	C.I.
				Eni SpA	10,00		
				Snam	9,75		
				AgipPetroli	7,00		
				Snamprogetti	4,00		
Serleasing SpA	Roma	ITL	10.000.000.000	Sofid	100,00	99,61	C.I.
Sofid Agenzia Assicurativa Srl	Roma	ITL	50.000.000	Padana Assicur.	50,00		Co.
				Sofid Vita	50,00		
Sofidsim - Società di Intermediazione Mobiliare SpA	Roma	ITL	5.000.000.000	Sofid	100,00	99,61	C.I.
Sofid Vita SpA	Roma	ITL	20.000.000.000	Sofid	99,00		Co.
				Sofidsim	1,00		
All'estero							
Eni International Holding BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	906.603.710	Eni SpA	91,96	99,99	C.I.
				Snam	5,58		
				Snamprogetti	2,46		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutaziane al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Eni Coordination Center SA	Bruxelles (Belgio)	USD	1.702.000.000	Eni Int. Holding	63,98	99,99	C.I.
				Agip Intern. BV	36,02		
Eni International Bank Ltd	Nassau (Bahamas)	USD	200.000.000	Hydr. Int. Hold.	99,99	99,99	C.I.
				Eni Int. Holding	(..)		
Finas Company Ltd	Hamilton (Bermuda)	USD	20.000.000	Hydr. Int. Hold.	52,00	98,86	C.I.
				Agip Int. (NA) NV	40,00		
				Snam Int. Ltd	2,00		
				AgipPetr. Int.	2,00		
				Saipem Services	2,00		
				Snampr. Intern.	2,00		
Hydrocarbons International Holding Co	Zurigo (Svizzera)	CHF	480.000.000	Eni Int. Holding	100,00	99,99	C.I.
Inversiones Venimmo Ca	Caracas (Venezuela)	VEB	700.000	Eni Int. Holding	100,00		Co.
Altre società							
In Italia							
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	ITL	8.000.000.000	EniComunicazione	100,00	100,00	C.I.
Consorzio Infoter - Informatica per il Territorio	Palermo	ITL	20.000.000	EniData	80,00		Co.
				Temars SpA	20,00		
EniComunicazione SpA	Roma	ITL	38.000.000.000	Eni SpA	99,99	100,00	C.I.
				Sofid	(..)		
EniData SpA	Milano	ITL	32.500.000.000	Snam	51,00	99,99	C.I.
				EniChem	19,00		
				Eni SpA	15,00		
				AgipPetroli	15,00		
EniFormazione ScpA	San Donato Milanese	ITL	4.000.000.000	Eni SpA	30,00		P.N.
				Snam	25,00		
				Saipem SpA	15,00		
				AgipPetroli	10,00		
				EniChem	10,00		
				Snamprogetti	5,00		
				Iafe	5,00		
EniPower SpA	San Donato Milanese	ITL	600.000.000	AgipPetroli	33,34		Co.
				EniChem	33,33		
				Snam	33,33		
Eni Servizi Amministrativi SpA	San Donato Milanese	ITL	5.000.000.000	Eni SpA	60,00		Co.
				Snam	40,00		
EniSud SpA	Roma	ITL	55.081.000.000	Eni SpA	50,00	92,15	C.I.
				AgipPetroli	15,00		
				Snam	15,00		
				Snamprogetti	5,00		
				Saipem SpA	5,00		
				Enirisorse (in liquidaz.)	5,00		
				EniChem	5,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proparzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
EniTecnologie SpA	San Donato Milanese	ITL	30.000.000.000	Eni SpA	40,00	99,99	C.I.
				AgipPetroli	20,00		
				EniChem	20,00		
				Snamprogetti	10,00		
				Snam	10,00		
Iafe SpA	Castelgandolfo	ITL	2.500.000.000	Eni SpA	35,00		P.N.
				AgipPetroli	15,00		
				EniChem	15,00		
				Snam	15,00		
				Snamprogetti	10,00		
				Saipem SpA	10,00		
Insartel Srl (in liquidazione)	Cagliari	ITL	100.000.000	EniData	89,11		Co.
				Soci terzi	10,89		
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	Roma	ITL	4.000.000.000	Eni SpA	100,00		Co.
Sieco SpA	San Donato Milanese	ITL	1.000.000.000	Snam	20,00	90,89	C.I.
				Snamprogetti	16,00		
				Saipem SpA	16,00		
				Eni SpA	16,00		
				AgipPetroli	16,00		
				EniChem	16,00		
Sviluppo Tecnologie Industriali Srl	Pisa	ITL	199.000.000	Tecnomare SpA	66,83		P.N.
				Soci terzi	33,17		
Tecnomare SpA	Venezia	ITL	4.000.000.000	Eni SpA	45,00	57,15	C.I.
				Snamprogetti	10,00		
				Saipem SpA	5,00		
				Soci terzi	40,00		
Temars SpA	Milano	ITL	1.390.000.000	EniData	100,00	99,99	C.I.
VeneziaTecnologie SpA	Porto Marghera	ITL	200.000.000	EniTecnologie	99,00		P.N.
				Sofid	1,00		
All'estero							
Tecnomare (UK) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1.500.000	Tecnomare SpA	100,00		P.N.
Attività in corso di dismissione							
Minero metallurgico							
Enirisorse SpA (in liquidazione)	Roma	ITL	100.000.000.000	Eni SpA	100,00		Co.
In Italia							
Attività Meridionali Srl (in liquidazione)	Roma	ITL	24.000.000.000	Enirisorse (in liquidaz.)	100,00		
Consorzio Corisa	Portoscuso	ITL	280.000.000	Enirisorse (in liquidaz.)	80,00		
				Soci terzi	20,00		
Ecocarb Srl	Porto Torres	ITL	104.200.000	Enirisorse (in liquidaz.)	51,00		P.N.
				EniChem	30,00		
				Snamprogetti	19,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Gruppo Tessile Salernitano Srl (in liquidazione)	Nocera Inferiore	ITL	6.200.000.000	Enirisorse (in liquidaz.)	100,00		
Iniziative e Sviluppo di Attività Industriali - I.S.A.I. SpA (in liquidazione)	Roma	ITL	2.500.000.000	Enirisorse (in liquidaz.)	58,70		
				Soci terzi	41,30		
Mineraria Campiano SpA (in liquidazione)	Gavorrano	ITL	7.700.000.000	Enirisorse (in liquidaz.)	100,00		
Mining Italiana SpA	Roma	ITL	360.000.000	Enirisorse (in liquidaz.)	88,89		
				Soci terzi	11,11		
Partecipazioni Meccanotessili SpA (in liquidazione)	Roma	ITL	12.187.000.000	Enirisorse (in liquidaz.)	99,99		Co.
				Sofid	(..)		
Pertusola Sud SpA (in liquidazione)	Crotone	ITL	22.000.000.000	Enirisorse (in liquidaz.)	100,00		
All'estero							
AgipCoal Australia Pty Ltd (in liquidazione)	Sidney (Australia)	AUD	500.000	Enirisorse (in liquidaz.)	100,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
IMPRESE COLLEGATE							
Esplorazione e Produzione							
In Italia							
Consorzio S.E.T. Sviluppo	San Martino	ITL	20.000.000	Eni SpA	50,00		Co.
Elettrico Trecate	Trecate			Soci terzi	50,00		
Thetis SpA	Venezia	ITL	12.176.100.000	Eni SpA	26,45		P.N.
				Tecnomare SpA	6,45		
				Ambiente	5,64		
				Soci terzi	61,46		
All'estero							
Agiba Petroleum Co	Il Cairo	EGP	20.000	Ieoc Production	45,00		Co.
	(Egitto)			Soci terzi	55,00		
Agip Oil Company Ltd	Nassau	USD	5.000	Agip North Africa	50,00		Co.
	(Bahamas)			Soci terzi	50,00		
Ashpetco Co	Il Cairo	EGP	20.000	Ieoc Production	50,00		Co.
	(Egitto)			Soci terzi	50,00		
Caspian International	Grand Cayman	USD	10.000	Lukagip	45,00		Co.
Petroleum Co - Cipco	(Isole del			Agip Azerbaijan	5,00		
(in liquidazione)	Caimano)			Soci terzi	50,00		-
City Gas Co	Il Cairo	EGP	12.000.000	Agip Intern. BV	20,00		P.N.
	(Egitto)			Soci terzi	80,00		
Companhia Agua Plana SA	Caracas	VEB	100.000	Agip Venezuela	26,00		Co.
	(Venezuela)			Soci terzi	74,00		
East Delta Gas Co	Il Cairo	EGP	20.000	Ieoc Production	37,50		Co.
	(Egitto)			Soci terzi	62,50		
Egyptian International Gas	Maadi - Cairo	EGP	50.000.000	Agip Intern. BV	40,00		P.N.
Tecnologies Co	(Egitto)			Soci terzi	60,00		
Gaz Congo SA	Brazzaville	XAF	50.000.000	Agip Intern. BV	32,50		Co.
	(Congo)			Soci terzi	67,50		
Inagip Doo	Zagabria	HRK	54.000	Agip Croatia	50,00		Co.
	(Croazia)			Soci terzi	50,00		
Karachaganak Marketing	Londra	GBP	100	Agip Karachaganak	38,00		Co.
Services Ltd	(Gran Bretagna)			Soci terzi	62,00		
Karachaganak Petroleum	Amsterdam	NLG	40.000	Agip Karachaganak	32,50		Co.
Operating BV	(Olanda)			Soci terzi	67,50		
Karachaganak Project	Londra	GBP	100	Agip Karachaganak	38,00		Co.
Development Ltd (KPD)	(Gran Bretagna)			Soci terzi	62,00		
Leag SpA	Mosca	RUR	1.128.000.000	Eni SpA	30,00		Co.
(in liquidazione)	(Federazione			AgipPetr. Int.	20,00		
	Russa)			Soci terzi	50,00		
Lukagip NV	Amsterdam	NLG	157.004.000	Agip Explor.	50,00	50,00	C.P.
	(Olanda)			Soci terzi	50,00		
Lukoil Agip Siberia Oil Closed	Pokachi - Tyumen	RUR	83.490	Agip Intern. BV	40,00		P.N.
Joint Stock Co (Lasoil)	(Federazione			Soci terzi	60,00		
	Russa)						
Mediterrancan Gas Co	Il Cairo	EGP	20.000	Ieoc Production	25,00		Co.
	(Egitto)			Soci terzi	75,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Nile Delta Oil Co Nidoco	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Petrobel Belayim Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Port Said Oil Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Raml Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	22,50 77,50		Co.
Ras el Bar Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Ras el - Hekma Petroleum Co (in liquidazione)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Ras Qattara Petroleum Co	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Icoc Production Soci terzi	37,50 62,50		Co.
Sitep Société Italo Tunisienne d'Exploration Pétrolière SA	Tunisi (Tunisia)	TND	5.000.000	Agip Tunisia Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Sodeps - Société de Développement et d'Exploitation SA	Tunisi (Tunisia)	TND	100.000	Agip Tunisia Soci terzi	24,80 75,20		Co.
Temsah Petroleum Co (Petrotemsah)	Il Cairo (Egitto)	EGP	20.000	Ieoc Production Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Zhejiang Sino-Italian Photovoltaic Co Ltd	Ningho-Zhejiang (Cina)	CNY	17.430.000	Eurosolare Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Gas Naturale							
In Italia							
Consorzio Acquedotto Albania - Italia	Roma	ITL	1.000.000.000	Con. Eni Acqua Soci terzi	21,70 78,30		
Consorzio Idroenergia	Roma	ITL	100.000.000	Con. Eni Acqua Soci terzi	50,00 50,00		
Consorzio Riconversione Area Porto Petroli di Genova Multedo (in liquidazione)	Genova	ITL	507.150.587	Saipem SpA AgipPetroli Snam Soci terzi	6,96 6,96 6,96 79,12		Co.
Consorzio "Sogesid - Servizi" (in liquidazione)	Roma	ITL	500.000.000	Con. Eni Acqua Eni Acqua Camp. Soci terzi	20,00 20,00 60,00		Co.
Mariconsult SpA	Milano	ITL	200.000.000	Snam Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Metano Arcore SpA	Arcore	ITL	350.000.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Metano Borgomanero SpA	Borgomanero	ITL	500.000.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Metano Casalpusterlengo SpA	Casalpusterlengo	ITL	200.000.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Metano Sant'Angelo Lodigiano SpA	Sant'Angelo Lodigiano	ITL	400.000.000	Italgas Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Promgas SpA	Milano	ITL	1.000.000.000	Snam Soci terzi	50,00 50,00		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Siciliana Gas SpA	Palermo	ITL	67.623.600.000	Snam	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
So.Ri.S. SpA Società di	Serravalle	ITL	5.500.000.000	Ambiente	50,00		Co.
Rigenerazione Sludges	Scrivia			Soci terzi	50,00		
All'estero							
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam	EUR	20.000	Snam Int. BV	50,00		Co.
	(Olanda)			Soci terzi	50,00		
Energetikai Kft	Budapest	HUF	1.000.000	Tigaz Rt	20,00		Co.
	(Ungheria)			Soci terzi	80,00		
Gas Energía Ibérica SA	Madrid	ESP	50.000.000	Italgas	50,00		Co.
	(Spagna)			Soci terzi	50,00		
Godolloi Gazmerogyar Kft	Godollo	HUF	57.600.000	Tigaz Rt	25,00		Co.
	(Ungheria)			Soci terzi	75,00		
Inversora de Gas de Cuyana SA	Buenos Aires	ARS	80.227.320	Italgas	25,20	(c)	P.N.
	(Argentina)			Soci terzi	74,80		
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires	ARS	68.012.000	Italgas	25,00		P.N.
	(Argentina)			Soci terzi	75,00		
Megyergaz Kft	Nogradmegyer	HUF	1.360.000	Tigaz Rt	25,00		Co.
	(Ungheria)			Soci terzi	75,00		
Oléoduc du Rhin SA	Coira	CHF	15.000.000	Snam Int. Hol. AG	48,40		Co.
	(Svizzera)			Soci terzi	51,60		
Pebe-Coop Kft	Hajduszoboszlo	HUF	12.000.000	Tigaz Rt	20,83		Co.
	(Ungheria)			Soci terzi	79,17		
Setgas - Sociedade de Produção	Setubal	PTE	1.800.000.000	Italgas	21,87		Co.
e Distribuição de Gas SA	(Portogallo)			Soci terzi	78,13		
Trans Austria Gasleitung GmbH	Vienna	ATS	1.000.000	Snam Int. BV	49,00		Co.
	(Austria)			Soci terzi	51,00		
Trans Europa Naturgas Pipeline	Essen	DEM	15.000.000	Snam Int. BV	49,00		P.N.
GmbH	(Germania)			Soci terzi	51,00		
Trans European Natural Gas	Hamilton	USD	1.000.000	Snam	50,00		P.N.
Pipeline Finance Co Ltd	(Bermuda)			Soci terzi	50,00		
Transitgas AG	Zurigo	CHF	100.000.000	Snam Int. BV	46,00		P.N.
	(Svizzera)			Soci terzi	54,00		
Raffinazione e Marketing							
In Italia							
Centro Padano Interscambio	Parma	ITL	12.510.848.336	AgipPetroli	34,93		P.N.
Merci SpA				Soci terzi	65,07		
Colisa SpA	Genova	ITL	200.000.000	AgipPetroli	35,00		P.N.
				Soci terzi	65,00		
Consorzio Eurogas	Roma	ITL	500.000.000	AgipGas	40,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	60,00		
Consorzio Gas Scanno	Rimini	ITL	21.000.000	AgipGas	33,34		Co.
				Soci terzi	66,66		
Consorzio Operatori Gpl	Napoli	ITL	200.000.000	AgipGas	25,00		Co.
di Napoli				Soci terzi	75,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di controllo: *Italgas* *25,00*

Soci terzi *75,00*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio Palazzo Ducale	Genova	ITL	3.000.000.000	AgipPetroli	32,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	68,00		
Consorzio per l'Attuazione del	Firenze	ITL	100.000.000	AgipPetroli	20,00		Co.
Piano Urbanistico Esecutivo di				Soci terzi	80,00		
Castello in Comune di Firenze							
Depositi Costieri Trieste SpA	Trieste	ITL	3.000.000.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Disma Srl	Segrate	ITL	5.000.000.000	AgipPetroli	25,00		P.N.
				Soci terzi	75,00		
Galatea Srl	Stella	ITL	20.000.000	AgipGas	50,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	50,00		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	Pieve di Soligo	ITL	270.000.000	AgipPetroli	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Hub Srl	Fiumicino	ITL	2.400.000.000	AgipPetroli	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
Italoil Srl	Livorno	ITL	5.000.000.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Jacorossi SpA	Roma	ITL	7.792.260.000	AgipPetroli	50,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	50,00		
Nuova Scaini SpA	Villacidro	ITL	18.500.000.000	AgipPetroli	20,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	80,00		
Nuova Seat Scrl	Venaria	ITL	20.000.000	Atriplex	20,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	80,00		
Par Srl	Roma	ITL	600.000.000	AgipPetroli	33,34		P.N.
				Soci terzi	66,66		
Petra SpA	Ravenna	ITL	200.000.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Petrolvilla & Bortolotti SpA	Villa Lagarina	ITL	4.980.000.000	AgipPetroli	33,33		P.N.
				Soci terzi	66,67		
Porto Petroli di Genova SpA	Genova	ITL	4.000.000.000	Praoil Oleod. It.	40,50		Co.
				Soci terzi	59,50		
Raffineria di Milazzo SpA	Roma	ITL	350.000.000.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Saccue Rete Srl	Barcellona	ITL	4.000.000.000	AgipPetroli	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Saras SpA Raffinerie Sarde	Sarroch	ITL	99.000.000.000	AgipPetroli	15,00		P.N.
				Soci terzi	85,00		
Seastok SpA	Trieste	ITL	8.000.000.000	AgipGas	40,00		P.N.
				Soci terzi	60,00		
Seram SpA	Fiumicino	ITL	600.000.000	AgipPetroli	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Serit Scrl	Venaria	ITL	20.000.000	Atriplex	20,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	80,00		
Sigea Sistema Integrato Genova	Genova	ITL	200.000.000	AgipPetroli	35,00		P.N.
Arquata SpA				Soci terzi	65,00		
Spedia SpA	La Spezia	ITL	2.000.000.000	AgipPetroli	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Tankimica SpA	Genova	ITL	300.000.000	AgipPetroli	32,00		Co.
				Soci terzi	68,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Viscolube Italiana SpA	Milano	ITL	2.000.000.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
All'estero							
Aet - Aviation Service Gbr	Francoforte (Germania)	DEM	438.504	Agip Deutschland	33,34		Co.
				Soci terzi	66,66		
Aet - Raffineriebeteiligungsgesellschaft mbH	Schwedt (Germania)	DEM	51.000	Agip Deutschland	33,34		P.N.
				Soci terzi	66,66		
Afssa SA	Atene (Grecia)	GRD	70.050.000	AgipPetr. Int.	33,34		Co.
				Soci terzi	66,66		
Alrid SA	Algeri (Algeria)	DZD	4.000.000	AgipPetroli	18,00		Co.
				Temars SpA	9,00		
				Snamprogetti	4,00		
				Soci terzi	69,00		
Apegas Doo	Lubiana (Slovenia)	SIT	27.000.000	AgipGas	45,00		P.N.
				Soci terzi	55,00		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	Vohburg (Germania)	DEM	20.000.000	Agip Deutschland	20,00		P.N.
				Soci terzi	80,00		
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochinger GmbH	Zirndorf (Germania)	DEM	50.000	Agip Deutschland	24,80		P.N.
				Soci terzi	75,20		
Betingas Armazenadora SA	Betim (Brasile)	BRL	780.000	Agipliquigas	33,00		P.N.
				Soci terzi	67,00		
Bitumed - Société Méditerranée Bitumes	Tunisi (Tunisia)	TND	900.000	AgipPetr. Int.	34,00		P.N.
				Soci terzi	66,00		
Bronberger & Kessler Handelsgesellschaft U. Gilg & Schweiger GmbH & Co Kg	Monaco (Germania)	DEM	150.000	Agip Deutschland	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
City Carburoil SA	Rivera (Svizzera)	CHF	6.000.000	Agip (Suisse)	49,91		P.N.
				Soci terzi	50,09		
Eurolube SA	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.000.000	AgipPetr. Int.	35,00		P.N.
				Soci terzi	65,00		
Gilg & Schweiger Handelsgesellschaft mbH	Pullach (Germania)	DEM	50.000	Agip Deutschland	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Indeni Petroleum Refinery Co Ltd	Ndola (Zambia)	ZMK	640.000.000	AgipPetr. Int.	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Italsing Petroleum Co Pte Ltd	Singapore (Singapore)	SGD	12.000.000	AgipPetr. Int.	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Metalplus Metalurgica Plus SA	Itu (Brasile)	BRL	4.476.229	Agip do Brasil	33,34		P.N.
				Soci terzi	66,66		
Nefto - Agip	Mosca (Federazione Russa)	RUR	246.800	AgipPetr. Int.	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Norsi - Agip Srl	Mosca (Federazione Russa)	RUR	90.000	AgipPetroli	50,00		P.N.
				Soci terzi	50,00		
Oléoduc du Rhône SA	Bovernier (Svizzera)	CHF	7.000.000	AgipPetr. Int.	48,93		P.N.
				Soci terzi	51,07		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Plenogas Distribuidora de Gas SA	Londrina (Brasile)	BRL	927.757	Agip do Brasil Soci terzi	33,34 66,66		P.N.
Procesadora de Metales Ca	Cuenca (Ecuador)	ECS	350.000.000	Tecnoesa Soci terzi	31,71 68,29		
PT Agip Lubrindo Pratama	Pasuruan (Indonesia)	USD	8.000.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	45,00 55,00		P.N.
Supermetanol Ca	Jose - Puerto la Cruz (Venezuela)	VEB	12.086.744.845	Ecofuel Soci terzi	34,51 65,49		P.N.
Superoctanos Ca	Jose - Puerto la Cruz (Venezuela)	VEB	4.240.000.000	Ecofuel Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Utingas Armazenadora SA	Santo André (Brasile)	BRL	8.704.474	Agipliquigas Soci terzi	31,00 69,00		P.N.
Weat Electronic Datenservice GmbH	Dusseldorf (Germania)	DEM	800.000	Agip Deutschland Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Zhuhai Chinbagip Petroleum Co Ltd	Zhuhai - Guang Dong (Cina)	USD	8.500.000	AgipPetr. Int. Soci terzi	34,41 65,59		P.N.
Petrolchimica							
In Italia							
Consorzio Cosmes	Cittadella della Ricerca	ITL	100.000.000	EniChem Soci terzi	48,50 51,50		Co.
Du Pont EniChem SpA (in liquidazione)	Assemini	ITL	800.000.000	EniChem Soci terzi	49,00 51,00		Co.
Epoxital Srl	Milano	ITL	200.000.000	EniChem Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Filatura Tessile Nazionale Italiana - FIL.TE.N.I. SpA	Ferrandina	ITL	9.000.000.000	EniChem Soci terzi	59,56 40,44	(c)	Co.
Inca International SpA	Pisticci	ITL	85.973.229.000	EniChem Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Italcompositi SpA (in liquidazione)	Pisticci	ITL	20.000.000.000	EniChem Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Marghera Butadiene SpA	San Donato Milanese	ITL	12.000.000.000	EniChem Soci terzi	33,33 66,67		P.N.
Polimeri Europa Srl	Brindisi	ITL	659.850.000.000	EniChem Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Seipi SpA (in liquidazione)	Parma	ITL	2.603.468.000	EniChem Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Società Italiana Sviluppo Applicazioni Elettrolitiche - SISE a rl (in liquidazione)	Milano	ITL	20.000.000	EniChem Soci terzi	33,33 66,67		Co.
Tecnoparco Valbasento SpA	Pisticci	ITL	5.000.000.000	EniChem Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Marghera	ITL	10.296.900.000	EniChem AgipPetroli Soci terzi	20,00 4,66 75,34		Co.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzianale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di controllo: *EniChem* *48,00*
Soci terzi *52,00*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso		% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
All'estero								
Copenor GIE	Courbevoie (Francia)	FRF	275.000.000	Ec France Soci terzi	30,00 70,00			P.N.
EVC International NV	Amsterdam (Olanda)	NLG	273.879.680	EniChem Soci terzi	16,90 83,10			Co.
Fenol Rio Quimica Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	21.000.000	Ec do Brasil (in liquidaz.) Soci terzi	33,33 66,67			
Serdis Ltd	Nicosia (Cipro)	CYP	25.000	EniChem Soci terzi	50,00 50,00			Co.
Stocknord SA	Loon Plage (Francia)	FRF	39.780.000	Ec France Soci terzi	30,00 70,00			P.N.
Ingegneria e Servizi								
Costruzioni e perforazioni								
In Italio								
Apibi Scarl (in liquidazione)	San Donato Milanese	ITL	20.000.000	Saipem SpA Soci terzi	36,00 64,00			Co.
Consorzio Farsura Saipem (in liquidazione)	Milano	ITL	5.000.000	Saipem SpA Soci terzi	35,00 65,00			Co.
Consorzio Si	San Donato Milanese	ITL	50.000.000	Saipem SpA Soci terzi	50,00 50,00			Co.
Consorzio U.S.G. (in liquidazione)	Parma	ITL	50.000.000	Saipem SpA Soci terzi	40,00 60,00			Co.
All'estero								
EMC Nederland BV	Rotterdam (Olanda)	NLG	10.000	EMC Ltd	100,00		43,09	C.P.
European Marine Contractors Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	14.000.000	Saipem UK Ltd Soci terzi	50,00 50,00		43,09	C.P.
Fpso Firenze Produção de Petròleo Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	1.500.000.000	Saipem SGPS Soci terzi	50,00 50,00		43,09	C.P.
Queiroz Petro SA	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.511.484	Saipem SpA Soci terzi	33,28 66,72	(c)		Co.
Saibos Construções Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	11.046.980.000	Saipem SGPS Soci terzi	50,00 50,00		43,09	C.P.
Saibos - (Services) SAS	Montigny (Francia)	FRF	250.000	Saipem Intern. Soci terzi	50,00 50,00		43,09	C.P.
Saiclo Lussemburgo SA	Lussemburgo (Lussemburgo)	LUF	6.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	50,00 50,00		43,09	C.P.
Saiclo Pty Ltd	Perth (Australia)	AUD	5.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	50,00 50,00		43,09	C.P.
Saipem Aban Drilling Co Private Ltd	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem Intern. Soci terzi	50,00 50,00		43,09	C.P.
SB Construction and Maritime Services BV	Amsterdam (Olanda)	NLG	40.000	Ers Soci terzi	50,00 50,00		43,09	C.P.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di controllo: *Saipem SpA* *24,44*
Soci terzi *75,56*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Société Algerienne de Construction Industrielle et Pétrolière	Algeri (Algeria)	DZD	5.000.000	Saipem SpA Soci terzi	49,00 51,00		Co.
Ingegneria							
In Italia							
C. Lotti & Associati Società di Ingegneria SpA	Roma	ITL	6.000.000.000	Snamprogetti Soci terzi	25,00 75,00		Co.
Consorzio Ancedisa	Napoli	ITL	50.000.000	Snamprogetti Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Consorzio Controlli Integrati in Agricoltura	Roma	ITL	100.000.000	Aquater Soci terzi	22,50 77,50		Co.
Consorzio Integrated Coal Gassification/Combined Cycle (in liquidazione)	San Donato Milanese	ITL	20.000.000	Snamprogetti Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Consorzio per il Barocco (in liquidazione)	Roma	ITL	300.000.000	Snamprogetti Soci terzi	33,78 66,22		Co.
Consorzio Snamprogetti - Foster Wheeler - Energy	San Donato Milanese	ITL	20.000.000	Snamprogetti Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Consorzio Spevi (in liquidazione)	Napoli	ITL	40.000.000	Snamprogetti Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Consorzio Tecnoreti	Vibo Valentia	ITL	20.000.000	Snamprog. Sud Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Consorzio Tragaz	San Donato Milanese	ITL	100.000.000	Snamprogetti Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Consorzio Uma	Napoli	ITL	40.000.000	Snamprogetti Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Istra SpA - Istituto Superiore dei Trasporti (in liquidazione)	Roma	ITL	1.400.000.000	Snamprogetti Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Ita - Consorzio Italiano per il Telerilevamento Agricolo	Roma	ITL	24.000.000	Aquater Soci terzi	33,34 66,66		Co.
Seic - Submarine Engineering Inspection Constr. Srl	Fano	ITL	70.000.000	Snamprogetti Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Snamprotechint Italia Srl	San Donato Milanese	ITL	20.000.000	Snamprogetti Soci terzi	51,00 49,00	(c) 51,00	C.P.
Subsidenza Ravenna Scarl	Roma	ITL	70.000.000	Aquater Soci terzi	28,57 71,43		Co.
All'estero							
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snampr. Netherl. Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snampr. Netherl. Soci terzi	20,00 80,00		Co.
Haldor Topsøe AS	Lyngby (Danimarca)	DKK	55.000.000	Snampr. Intern. Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Lng - Serviços e Gestão de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	PTE	400.000	Snampr. Netherl. Soci terzi	25,00 75,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di controllo: *Snamprogetti* *50,00*
Soci terzi *50,00*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Snamprogetti (Nigeria) Ltd	Lagos	NGN	1.400.000	Snampr. Intern.	40,00		Co.
(in liquidazione)	(Nigeria)			Soci terzi	60,00		
Snamprotechint - Serviços	Funchal	PTE	3.700.000	Snampr. Netherl.	51,00	(c) 51,00	C.P.
e Gestão de Projectos Lda	(Portogallo)			Soci terzi	49,00		
Tskj Serviços de Engenharia Lda	Funchal	PTE	400.000	Snampr. Netherl.	25,00		P.N.
	(Portogallo)			Soci terzi	75,00		
Altre attività							
Finanziario							
In Italia							
Capitalconsult SpA	Roma	ITL	500.000.000	Sofid	50,00		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	50,00		
Serfactoring SpA	Milano	ITL	10.000.000.000	Sofid	49,00		P.N.
				Soci terzi	51,00		
Altre società							
In Italia							
Albacom SpA	Roma	ITL	543.423.000.000	Eni SpA	35,00		P.N.
				Soci terzi	65,00		
Associazione Eur 2000	Roma	ITL	600.000.000	Eni SpA	16,67		Co.
				AgipPetroli	16,67		
				Soci terzi	66,66		
C.I.SAR. - Consorzio Sardo per	Cagliari	ITL	140.000.000	Insartel Srl	20,00		
i Servizi Informatici				(in liquidaz.)			
(in liquidazione)				Soci terzi	80,00		
CO.M.A.SA. - Consorzio per	Cagliari	ITL	39.000.000	Insartel Srl	25,64		
il Monitoraggio Ambientale				(in liquidaz.)			
in Sardegna				Soci terzi	74,36		
(in liquidazione)							
Consorzio Area di Sviluppo	Messina	ITL	273.324.260	Eni SpA	37,05		P.N.
Industriale della Provincia				Soci terzi	62,95		
di Messina							
Consorzio Ars Antichità,	Roma	ITL	100.000.000	EniData	25,00		Co.
Ricerca e Sviluppo				Soci terzi	75,00		
(in liquidazione)							
Consorzio Cartesiana	Roma	ITL	20.000.000	Temars SpA	25,00		Co.
				Soci terzi	75,00		
Consorzio Cloto	Roma	ITL	30.000.000	EniData	33,34		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	66,66		
Consorzio MillenniuM	Milano	ITL	500.000.000	EniData	50,00		Co.
				Soci terzi	50,00		
Consorzio Prometeo	Palermo	ITL	300.000.000	EniData	26,60		Co.
(in liquidazione)				Soci terzi	73,40		
Coram Consorzio per la	Cagliari	ITL	49.800.000	EniSud	47,01		Co.
Reindustrializzazione				Soci terzi	52,99		
di Aree Minerarie Scarl							
(in liquidazione)							

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(c) Percentuale di controllo: *Snampr. Netherl.* *50,00*

Soci terzi *50,00*

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Eni	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Crotone Sviluppo ScpA	Crotone	ITL	1.260.000.000	EniSud	31,75		P.N.
				Soci terzi	68,25		
Gela Sviluppo ScpA	Gela	ITL	1.000.000.000	EniSud	38,00		P.N.
				Soci terzi	62,00		
Manfredonia Sviluppo ScpA	Foggia	ITL	1.240.000.000	EniSud	32,26		P.N.
				Soci terzi	67,74		
Moneo - Controllo e	Roma	ITL	1.000.000.000	EniSud	24,00		Co.
Monitoraggio Investimenti SpA				Soci terzi	76,00		
Ottana Sviluppo ScpA	Nuoro	ITL	1.000.000.000	EniSud	30,00		P.N.
				Soci terzi	70,00		
Servizi ICT Srl	Milano	ITL	53.945.000.000	EniData	20,00		Co.
				Soci terzi	80,00		
Stoppani Crotone Srl	Crotone	ITL	200.000.000	EniSud	40,00		P.N.
				Soci terzi	60,00		
Attività in corso di dismissione							
Minero metallurgico							
In Italia							
Consorzio Cofisa	Roma	ITL	150.000.000	Enirisorse	25,00		
				(in liquidaz.)			
				Soci terzi	75,00		
Consorzio Industriale	Roma	ITL	100.000.000	Enirisorse	20,00		
Nazionale Superconduttori				(in liquidaz.)			
C.I.N.S.				Soci terzi	80,00		
Industria Siciliana Cementi SpA	Modica	ITL	31.200.000.000	Enirisorse	50,00		
				(in liquidaz.)			
				Soci terzi	50,00		
Salerno Sviluppo Scarl	Nocera Inferiore	ITL	1.000.000.000	Gruppo Tessile	15,00		
				(in liquidaz.)			
				Enirisorse	5,00		
				(in liquidaz.)			
				Soci terzi	80,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

VARIAZIONI DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO VERIFICATESI NELL'ESERCIZIO

Denominazione	Sede	Settore	Causale
IMPRESE CONSOLIDATE CON IL METODO INTEGRALE			
Imprese incluse (n. 7)			
Agiplubrificantes Ltda	San Paolo	Raffinazione e Marketing	Acquisizione
Agip Oil do Brasil SA	Rio de Janeiro	Esplorazione e Produzione	Costituzione
Agip Oil Ecuador BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione,	Rilevanza
Gas Brasiliano Distribuidora Ltda	San Paolo	Gas Naturale	Acquisizione
Saipem Argentina S.A.M.I.C. Y F	Buenos Aires	Costruzioni e perforazioni	Rilevanza
Snam International BV	Amsterdam	Gas Naturale	Costituzione
Sonsub Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur	Costruzioni e perforazioni	Costituzione
Imprese escluse (n. 16)			
Agip de México SA de CV	Zapopan	Raffinazione e Marketing	Liquidazione
Agip Ecuador SA	Quito	Raffinazione e Marketing	Fusione
Agip Middle East BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Irrilevanza
Agip Petroleum (Ecuador) Ltd	St. Helier	Esplorazione e Produzione	Estinzione
Agip Polska SA	Varsavia	Raffinazione e Marketing	Cessione
Agip South Atlantic BV	Amsterdam	Esplorazione e Produzione	Irrilevanza
Agip (Sudan) Ltd	Khartoum	Raffinazione e Marketing	Cessione
Agip Usa Inc	Wilmington	Esplorazione e Produzione	Irrilevanza
EniChem America Inc	Wilmington	Petrolchimica	Fusione
EniChem Finance SA	Viganello	Petrolchimica	Irrilevanza
EniChem International Holding BV (in liquidazione)	Amsterdam	Petrolchimica	Irrilevanza
EniChem (Singapore) Pte Ltd	Singapore	Petrolchimica	Irrilevanza
Enirisorse SpA (in liquidazione)	Roma	Attività in corso di dismissione	Liquidazione
Sasp Offshore Engineering UK Ltd	Londra	Costruzioni e perforazioni	Irrilevanza
Ieoc International Egyptian Oil Company Inc	Panama City	Esplorazione e Produzione	Estinzione
Snamprogetti Usa Inc	Dover	Ingegneria	Irrilevanza
IMPRESE CONSOLIDATE CON IL METODO PROPORZIONALE			
Imprese incluse (n. 2)			
Saiclo Lussemburgo SA	Lussemburgo	Costruzioni e perforazioni	Acquisizione
Snamprotechint Italia Srl	San Donato Milanese	Ingegneria	Acquisizione

ALLEGATO ALLA NOTA INTEGRATIVA DEL BILANCIO DI ESERCIZIO

Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta dell'Eni SpA

IMPRESE CONTROLLATE

Agip SpA - San Donato Milanese
L'assemblea del 22 febbraio 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con la perdita di 57.396.495 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'assemblea del 30 settembre 1999 ha approvato la situazione patrimoniale al 31 luglio 1999 che chiude con la perdita di 33.756.135 lire e ha deliberato la copertura delle perdite cumulate di 91.152.630 lire mediante riduzione del capitale sociale da 200.000.000 di lire a 110.000.000 di lire da eseguirsi mediante annullamento di 90.000 azioni e, per la parte residua, mediante versamento in contanti da parte degli azionisti di 1.152.630 lire. L'assemblea ha deliberato altresì la ricostituzione del capitale sociale a 200.000.000 di lire mediante emissione di 90.000 azioni del valore nominale di 1.000 lire e l'aumento a 400.000.000 di lire mediante emissione di 200.000 nuove azioni da offrire in opzione agli azionisti. L'Eni SpA, in pari data, ha versato la somma di 1.152.054 lire e ha sottoscritto 89.955 azioni versando, a totale liberazione delle stesse, la somma di 89.955.000 lire per la ricostituzione del capitale sociale a 200.000.000 di lire.

Nel dicembre 1999 l'Eni SpA ha sottoscritto 199.900 nuove azioni e ha versato, a totale liberazione delle stesse, la somma di 199.900.000 lire.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è variata da 199.900 azioni a 399.800 azioni del valore nominale di 1.000 lire, rimanendo immutata la percentuale di partecipazione, pari al 99,95% del capitale sociale di 400.000.000 di lire.

Agip Exploration BV - Amsterdam
L'assemblea del 21 maggio 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con la perdita di 457.386.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo. L'assemblea ha deliberato altresì un aumento di capitale di 375 milioni di dollari USA sotto forma di "share premium".

L'assemblea del 15 ottobre 1999 ha deliberato di modificare l'ammontare dell'aumento di capitale da 375 a 480 milioni di dollari USA. L'Eni SpA, in esecuzione delle delibere, ha versato nei mesi di ottobre e novembre 1999 la somma di 480.000.000 di dollari USA.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 2.500.003 azioni ordinarie del valore nominale di 10 fiorini olandesi, pari al 100% del capitale sociale di 25.000.030 fiorini olandesi.

Agip Exploration et Exploitation (France) SA - Parigi
L'assemblea del 6 maggio 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con la perdita di 640.107 franchi francesi e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

In data 26 novembre 1999 la partecipazione dell'Eni SpA nella società, costituita da 10 azioni, pari allo 0,4% del capitale sociale, è stata venduta all'Agip Exploration BV al prezzo di 1 franco francese. Il 30 novembre 1999 la società è stata posta in liquidazione che si è chiusa il 31 dicembre 1999.

Agip International BV - Amsterdam
L'assemblea del 26 aprile 1999 ha deliberato la distribuzione di un dividendo di 423.000.000 di dollari USA a valere sulle riserve disponibili della società.

L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 274.326.921 dollari USA nell'aprile e nel maggio 1999.

In data 28 aprile 1999 sono state acquistate dall'Eni International Holding BV 35.903.276 azioni della società, pari al 35,1473% del capitale, al prezzo di 1.115.056.176 dollari USA, corrispondente alla quota di patrimonio netto della società al 31 dicembre 1998, detratti i dividendi distribuiti.

L'assemblea del 21 maggio 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con la perdita di 40.774.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è variata da 66.247.609 azioni, pari al 64,8527% del capitale sociale, a 102.150.885 azioni del valore nominale di 10 fiorini olandesi, pari al 100% del capitale sociale di 1.021.508.850 fiorini olandesi.

Agip (North Africa & Middle East) Ltd - Saint Helier
L'assemblea del 29 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 131.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'assemblea straordinaria del 15 novembre 1999 ha deliberato la messa in liquidazione della società che si è chiusa il 30 dicembre 1999. Dalla liquidazione l'Eni SpA ha incassato la somma di 4.472.068 dollari USA.

Agip Medio Oriente SpA - San Donato Milanese
L'assemblea del 22 febbraio 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con la perdita di 61.567.097 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 297.000 azioni del valore nominale di 2.000 lire, pari al 99% del capitale sociale di 600.000.000 di lire.

Agip Petroleum Co Inc - Dover
L'assemblea del 4 maggio 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con la perdita di 23.604.000 dollari USA e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 2.000 azioni del valore nominale di 50.000 dollari USA, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000 di dollari USA.

AgipPetroli SpA - Roma
L'assemblea del 10 dicembre 1998 aveva deliberato l'aumento di capitale sociale da 1.823.000.000.000 di lire a 1.830.000.000.000 di lire da attuarsi mediante emissione di n. 700.000 azioni ordinarie del valore nominale di 10.000 lire con un sovrapprezzo di 16.783 lire cadauna da liberarsi mediante conferimento da parte dell'Eni SpA del ramo d'azienda Commercializzazione greggi e condensati d'acquisto. In data 1° gennaio 1999 l'Eni SpA ha conferito il ramo d'azienda ricevendo le 700.000 nuove azioni.

L'assemblea del 30 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 209.992.188.813 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 199.470.000.000 di lire, pari a 1.090 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 22.579.373 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo in data 14 maggio 1999.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è variata da 182.300.000 a 183.000.000 di azioni del valore nominale di 10.000 lire rimanendo immutata la percentuale di partecipazione, pari al 100% del capitale sociale di 1.830.000.000.000 di lire.

Ce.O.M. - Centro Oceanologico Mediterraneo ScpA - Palermo
L'assemblea del 23 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con la perdita di 1.177.782.258 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 1.061.862 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari all'88,4885% del capitale sociale di 12.000.000.000 di lire.

Combustibili Nucleari SpA (in liquidazione) - Milano
L'assemblea del 21 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con la perdita di 748.106.383 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 39.998 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 99,995% del capitale sociale di 400.000.000 di lire.

Consorzio Eni Acqua - Roma
L'assemblea del 23 febbraio 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude in pareggio.

La partecipazione nel consorzio rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 3.000.000 di quote del valore nominale di 1 lira, pari al 15% del fondo consortile di 20.000.000 di lire.

EniChem SpA - San Donato Milanese
L'assemblea del 30 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con la perdita di 481.253.575.400 lire e ne ha deliberato la parziale copertura mediante l'utilizzo di riserve per 100.070.847.805 lire, riportando a nuovo la perdita residua di 381.182.727.595 lire.

Nel corso del 1999 l'Eni SpA ha acquistato da terzi 521.959 azioni per il corrispettivo complessivo di 201.267.489 lire.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è variata da 8.937.992.247 azioni, pari al 70,10189%, a 8.938.514.206 azioni del valore nominale di 352 lire, pari al 70,10599% del capitale sociale di 4.488.000.000.000 di lire.

EniComunicazione SpA - Roma

L'assemblea del 26 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con la perdita di 5.294.852.383 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 3.799.995 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 99,99987% del capitale sociale di 38.000.000.000 di lire.

EniData SpA - Milano

L'assemblea del 28 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 9.101.994.549 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 8.645.000.000 di lire, pari a 2.660 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 1.894.822 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 1.296.750.000 di lire in data 13 maggio 1999.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 487.500 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 15% del capitale sociale di 32.500.000.000 di lire.

Enifin - Società Finanziaria Eni SpA - San Donato Milanese

L'assemblea del 30 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 528.800.076 lire e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 2.502.586 azioni del valore nominale di 100.000 lire, pari al 100% del capitale sociale di 250.258.600.000 lire.

EniFormazione ScpA - San Donato Milanese

L'assemblea del 28 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 52.570.761 lire e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, l'attribuzione alla riserva statutaria.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 1.200.000 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 30% del capitale sociale di 4.000.000.000 di lire.

Eni International Holding BV - Amsterdam

L'assemblea del 22 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 144.091.783 dollari USA e ha deliberato di riportare a nuovo l'utile che residua in 4.171.783 dollari USA dopo la distribuzione nel corso del 1998 di acconti sui dividendi per 139.920.000 dollari USA.

L'assemblea del 26 aprile 1999 ha deliberato di distribuire un acconto sui dividendi 1999 di 261.673.079 dollari USA. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 240.643.094 dollari USA nell'aprile e nel maggio 1999.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 83.374.227 quote del valore nominale di 10 fiorini olandesi, pari al 91,96325% del capitale sociale di 906.603.710 fiorini olandesi.

Enirisorse SpA (in liquidazione) - Roma

L'assemblea del 16 luglio 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con la perdita di 784.509.840.989 lire che residua in 453.934.730.389 lire dopo la copertura deliberata dall'assemblea del 14 ottobre 1999 in sede di approvazione della situazione patrimoniale al 30 giugno 1999. La stessa assemblea ha deliberato la nomina di un liquidatore.

In data 29 ottobre 1999 l'Eni ha versato la somma di 70.000.000.000 di lire, pari ai residui 7/10 del capitale sottoscritto in data 14 ottobre 1998.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 10.000.000 di azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 100% del capitale sociale di 100.000.000.000 di lire.

Eni Servizi Amministrativi SpA - San Donato Milanese
In data 2 dicembre 1999 l'Eni SpA ha acquistato dalla Snam SpA 300.000 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 60% del capitale sociale di 5.000.000.000 di lire, al prezzo di 3.000.000.000 di lire corrispondente al valore nominale delle azioni acquistate. La società ha per oggetto l'attività di prestazione di servizi integrati e informatici in campo amministrativo.

EniSud SpA - Roma
L'assemblea del 21 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con la perdita di 3.652.322.976 lire e ha deliberato di coprire perdite cumulate di 9.781.806.257 lire mediante la riduzione del capitale sociale da 64.862.000.000 di lire a 55.081.000.000 di lire, da attuarsi mediante l'annullamento di 978.100 azioni da 10.000 lire cadauna, e l'utilizzo di riserve per 350.504 lire. La perdita residua di 455.753 lire è stata portata a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è variata da 3.243.100 a 2.754.050 azioni del valore nominale di 10.000 lire, rimanendo immutata la percentuale di partecipazione pari al 50% del capitale sociale di 55.081.000.000 di lire.

EniTecnologie SpA - San Donato Milanese
L'assemblea del 20 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 1.892.033.693 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e copertura delle perdite portate a nuovo di 704.652.685 lire, di distribuire agli azionisti un dividendo di 1.050.000.000 di lire, pari a 35 lire per azione, e di imputare l'utile residuo di 137.381.008 lire a riserva facoltativa. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 420.000.000 di lire in data 31 maggio 1999.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 12.000.000 di azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 40% del capitale sociale di 30.000.000.000 di lire.

Eurosolare SpA - San Donato Milanese
L'assemblea del 26 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con la perdita di 2.715.278.155 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

L'assemblea del 23 luglio 1999, convocata ai sensi dell'ex art. 2446 del codice civile, ha approvato la situazione patrimoniale al 30 aprile 1999, che chiude con la perdita di periodo di 2.939.004.386 lire, e ha deliberato di portare a nuovo le perdite cumulate di 7.004.313.040 lire.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 19.999.900 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 99,9995% del capitale sociale di 20.000.000.000 di lire.

Iafe SpA - Castelgandolfo
L'assemblea del 29 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 85.691.781 lire e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 875.000 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 35% del capitale sociale di 2.500.000.000 di lire.

Padana Assicurazioni SpA - San Donato Milanese
L'assemblea del 23 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 63.053.520.186 lire e ha deliberato di distribuire agli azionisti un dividendo di 51.000.000.000 di lire, pari a 1.700 lire per azione, riportando a nuovo l'utile residuo di 12.053.520.186 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 5.100.000.000 di lire in data 4 maggio 1999.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 3.000.000 di azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 10% del capitale sociale di 30.000.000.000 di lire.

Saipem SpA - San Donato Milanese
L'assemblea del 30 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 99.904.301.001 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e alla riserva per emissioni azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile di complessive 5.295.215.050 lire, di distribuire agli azionisti un dividendo di 165 lire alle azioni ordinarie e di 195 lire alle azioni di risparmio, pari complessivamente a 72.652.995.540 lire, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 21.956.090.411 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 9.561.440.790 lire in data 31 maggio 1999.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 57.948.126 azioni ordinarie del valore nominale di 1.000 lire, pari al 13,17003% del capitale sociale di 440.000.000.000 di lire.

Servizi Fondo Bombole Metano SpA (ex Aidiru SpA in liquidazione) - Roma
L'Assemblea ordinaria e straordinaria dell'A.I.D.I.R.U. SpA in liquidazione del 28 maggio 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 288.869 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo previo accantonamento alla riserva legale. La stessa assemblea ha approvato la situazione patrimoniale al 31 marzo 1999 che chiude con la perdita di 8.032.600 lire e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo degli utili riportati a nuovo nei precedenti esercizi. L'assemblea ha inoltre revocato lo stato di liquidazione della società, ha nominato il consiglio di amministrazione, ha modificato lo statuto e ha variato la denominazione sociale in Servizi Fondo Bombole Metano SpA. L'Assemblea ha deliberato altresì l'aumento del capitale sociale da 200.000.000 a 4.000.000.000 di lire mediante emissione di 3.800.000 nuove azioni del valore nominale di 1.000 lire. L'Eni SpA, in pari data, ha sottoscritto le nuove azioni versando, a totale liberazione delle stesse, la somma di 3.800.000.000 di lire.

La Società ha per oggetto lo svolgimento delle attività e dei servizi tecnici e amministrativi previsti dalla vigente legislazione in materia di uso delle bombole per metano, quali la manutenzione, il collaudo, la sostituzione e la rottamazione.

Per effetto dell'operazione sopradescritta, la partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è variata da 200.000 azioni a 4.000.000 di azioni del valore nominale di 1.000 lire, rimanendo immutata la percentuale di partecipazione pari al 100% del capitale sociale di 4.000.000.000 di lire.

Sicco SpA - San Donato Milanese
L'assemblea del 20 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 337.623.304 lire e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 16.000 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 16% del capitale sociale di 1.000.000.000 di lire.

Snam SpA - San Donato Milanese
L'assemblea del 29 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 2.146.938.786.359 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale e utilizzando parte degli utili degli esercizi precedenti, di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.146.130.000.000 di lire, pari a 989 lire per azione. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 2.146.129.935.715 lire in data 14 maggio 1999.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 2.169.999.935 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 99,99999% del capitale sociale di 2.170.000.000.000 di lire.

Snamprogetti SpA - San Donato Milanese
L'assemblea del 29 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 102.812.220.748 lire e ha deliberato di distribuire agli azionisti, previo accantonamento alla riserva legale, un dividendo di 97.660.000.000 di lire, pari a 4.883 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 11.609.711 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 78.128.000.000 di lire in data 14 maggio 1999.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 16.000.000 di azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari all'80% del capitale sociale di 200.000.000.000 di lire.

Società Petrolifera Italiana SpA - San Donato Milanese
L'assemblea del 26 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 3.135.813.508 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 2.921.600.000 lire, pari a 40 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 57.422.833 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 2.920.491.880 lire in data 11 maggio 1999.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 73.012.297 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 99,96207% del capitale sociale di 73.040.000.000 di lire.

Sofid - Società Finanziamenti Idrocarburi SpA - Roma
L'assemblea del 28 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 81.034.965.171 lire e ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, di distribuire agli azionisti un dividendo di 76.490.263.350 lire, pari a 465 lire per azione, e di riportare a nuovo l'utile residuo di 492.953.562 lire. L'Eni SpA ha incassato il dividendo di propria spettanza di 59.232.092.460 lire in data 13 maggio 1999.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 127.380.844 azioni del valore nominale di 1.000 lire, pari al 77,43743% del capitale sociale di 164.495.190.000 lire.

Somicem - Società Mineraria Centro Meridionale SpA - Ragusa
L'assemblea del 26 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con la perdita di 3.375.448.518 lire e ne ha deliberato la copertura mediante l'utilizzo di riserve.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 18.000 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 90% del capitale sociale di 200.000.000 di lire.

Tecnomare SpA - Venezia
L'assemblea del 16 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 1.064.960.310 lire e ne ha deliberato il riporto a nuovo.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è rimasta immutata in 180.000 azioni del valore nominale di 10.000 lire, pari al 45% del capitale sociale di 4.000.000.000 di lire.

Temars SpA - Milano
L'assemblea del 23 aprile 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con l'utile di 353.220.157 lire e ne ha deliberato, previo accantonamento alla riserva legale, il riporto a nuovo.

In data 2 agosto 1999 l'Eni SpA ha ceduto all'EniData SpA l'intera partecipazione posseduta, costituita da 139.000 azioni del valore nominale di 1.000 lire cadauna pari al 10% del capitale sociale di complessivi 1.390.000.000 di lire, al prezzo complessivo di 174.000.000 di lire, corrispondente al patrimonio netto della società al 31 dicembre 1998.

IMPRESE COLLEGATE

Albacom SpA - Roma
L'assemblea del 26 aprile 1999 ha deliberato l'aumento del capitale sociale da 343.423.000.000 di lire a 543.423.000.000 di lire mediante emissione di 2.000.000 di azioni del valore nominale di 100.000 lire.

L'Eni SpA in data 12 maggio 1999 ha sottoscritto la quota di propria spettanza pari a 700.000 nuove azioni versando, a totale liberazione delle stesse, la somma di 70.000.000.000 di lire.

L'assemblea del 23 luglio 1999 ha approvato il bilancio al 31 marzo 1999 che chiude con la perdita di 120.890.712.288 lire e ne ha deliberato la copertura per 65.131.586.457 lire mediante l'utilizzo della riserva sovrapprezzo azioni, portando a nuovo la perdita residua di 55.759.125.831 lire.

La partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è variata da 1.201.980 azioni a 1.901.980 azioni del valore nominale di 100.000 lire, rimanendo immutata la percentuale di partecipazione pari al 34,99999% del capitale sociale di 543.423.000.000 di lire.

Consorzio S.E.T. Sviluppo Elettrico Trecate - San Martino Trecate
L'assemblea del 22 febbraio 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude in pareggio.

L'assemblea del 14 maggio 1999 ha deliberato di ridurre il valore nominale delle quote da 2.000.000 di lire a 1.000.000 di lire.

L'assemblea del 22 dicembre 1999 ha deliberato l'aumento del fondo consortile da 20.000.000 a 11.000.000.000 di lire mediante emissione di 10.980 quote del valore nominale di 1.000.000 di lire, da offrire in opzione ai soci in proporzione alle quote possedute.

In pari data l'Eni SpA ha sottoscritto la parte di propria spettanza pari a 5.490 quote del valore nominale di 1.000.000 di lire. Il versamento sarà effettuato nel primo semestre 2000.

La partecipazione nel consorzio rispetto al 31 dicembre 1998 è variata da 5 quote del valore nominale di 2.000.000 di lire a 5.500 quote del valore nominale di 1.000.000 di lire, rimanendo immutata la percentuale di partecipazione pari al 50% del fondo consortile di 11.000.000.000 di lire.

Leag SpA (in liquidazione) - Mosca
La partecipazione nella società è rimasta immutata in 60 azioni del valore nominale di 5.640.000 rubli, pari al 30% del capitale sociale di 1.128.000.000 di rubli.

Thetis SpA - Venezia

L'assemblea del 14 maggio 1999 ha approvato il bilancio al 31 dicembre 1998 che chiude con la perdita di 1.658.543.905 lire e ne ha deliberato la copertura mediante utilizzo della riserva fondo contributi in conto capitale ex art. 55 del D.P.R. 22 dicembre 1986, n. 917.

L'assemblea, tenuto conto della scadenza dei termini di collocamento dell'aumento di capitale di 5.000.000.000 di lire deliberato dall'assemblea del 2 dicembre 1997 rimasto non collocato per 950.000.000 di lire, ha convertito il prestito obbligazionario di 925.900.000 lire in azioni con conseguente aumento del capitale sociale a 12.176.100.000 lire.

La percentuale di partecipazione nella società rispetto al 31 dicembre 1998 è variata dal 28,62350% del capitale sociale di 11.250.200.000 lire al 26,44689% del capitale sociale di 12.176.100.000 lire rimanendo immutato il numero di azioni possedute pari a 32.202 azioni del valore nominale di 100.000 lire.