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**

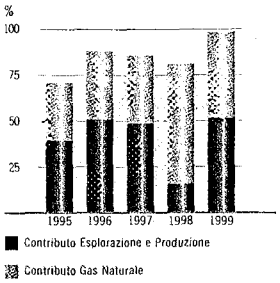
Gli ammortamenti e le svalutazioni (3.698 milioni di euro) diminuiscono di 610 milioni di euro rispetto al 1998, pari al 14,2%, di cui 424 riferiti alle minori svalutazioni dovute in particolare alla circostanza che nell'esercizio 1998 vennero effettuate svalutazioni di asset minerari per 477 milioni 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



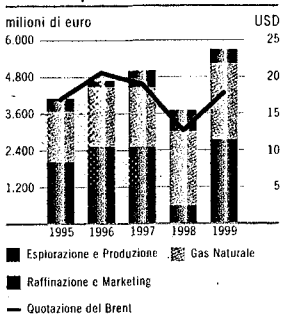
Esplorazione e Produzione

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.

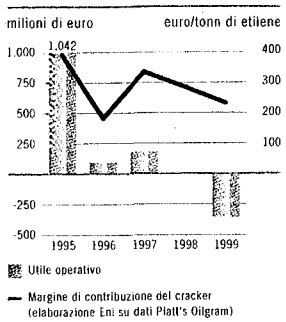
Utile operativo delle attività del petrolio e del gas naturale e quotazione del Brent



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 dismissioni 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**