

BILANCIO CONSUNTIVO

PAGINA BIANCA

relazione sulla gestione

Signori Azionisti,

il bilancio che sottoponiamo alla Vostra approvazione è caratterizzato dalla fusione per incorporazione con retrodatazione degli effetti contabili e fiscali al 1° gennaio 2002 dell'AgipPetroli SpA (AgipPetroli), della Snam SpA (Snam) e della Somicem SpA (Somicem) nonché della Mixoil SpA (Mixoil) da parte dell'AgipPetroli; le notizie sulle incorporazioni sono indicate nella nota integrativa.

L'Eni, trasformatasi in compagnia operativa, è organizzata in tre Divisioni: Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing (nel seguito anche E&P, G&P e R&M). Le strutture centrali della Corporate assicurano le funzioni di indirizzo e di coordinamento strategico delle aree di business del Gruppo.

andamento operativo

■ Divisione Exploration & Production

□ Riserve di idrocarburi

Al 31 dicembre 2002 le riserve certe di idrocarburi dell'Eni sono di 1.042 milioni di barili di petrolio equivalente (boe), con una diminuzione di 95 milioni di boe rispetto al 31 dicembre 2001, pari all'8,4%.

	2001	2002	Variazione	
			assoluta	%
Gas naturale (milioni di boe) ⁽¹⁾	853	788	(65)	(7,6)
Petrolio e condensati (milioni di barili)	284	254	(30)	(10,6)
Idrocarburi (milioni di boe)	1.137	1.042	(95)	(8,4)

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

La riduzione delle riserve di gas naturale di 65 milioni di boe deriva dagli effetti della produzione dell'anno (81 milioni di boe), in parte compensati dalle nuove scoperte dei campi di Agosta e Panda e dalle estensioni dei campi di Bonaccia Est e Val d'Agri.

La diminuzione delle riserve di petrolio e condensati di 30 milioni di barili deriva dalla cessione alla TotalFinaElf Italia SpA della quota (25%) del giacimento di Tempa Rossa nella concessione Gorgoglione (37 milioni di barili) e dagli effetti

della produzione dell'anno (31 milioni di barili), in parte compensati dall'acquisizione delle riserve dell'incorporata Somicem (25 milioni di barili), dalle estensioni dei campi della Val d'Agri (11 milioni di barili) e dalle revisioni di precedenti stime nei campi di Aquila, Miglianico, Pisticci e Rospo (2 milioni di barili).

☐ Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2002 il portafoglio minerario dell'Eni sul territorio nazionale consisteva in 92 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 24.798 chilometri quadrati (29.947 al 31 dicembre 2001) e 135 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 12.685 chilometri quadrati (12.700 al 31 dicembre 2001). Nel 2002 sono stati ottenuti 4 nuovi titoli minerari relativi a 3 permessi di ricerca e a una concessione di coltivazione ed è stata ceduta la quota di partecipazione del 25% posseduta nel giacimento di Tempa Rossa nella concessione Gorgoglione.

☐ Produzioni

Nel 2002 la produzione di idrocarburi è stata di 112,5 milioni di boe (108,6 nel 2001), con una produzione media giornaliera di 308.318 boe (297.500 nel 2001).

La produzione di gas naturale (81,2 milioni di boe) è diminuita di 3,3 milioni di boe, pari al 3,9%, a seguito del declino produttivo di alcuni campi dell'offshore adriatico (Porto Garibaldi/Agostino, Luna, Angela/Angelina).

La produzione di petrolio e condensati (31,3 milioni di barili) è aumentata di 7,2 milioni di barili, pari a circa il 30%, a seguito degli incrementi di produzione di 8,6 milioni di boe realizzati in Val d'Agri, in parte compensati dai declini produttivi di Villafortuna/Trecate e Aquila.

Il 31 gennaio 2003, la Corte di Cassazione ha confermato il provvedimento di sequestro preventivo da parte del Tribunale di Rovigo della piattaforma "Naomi Pandora" e relativi pozzi di produzione, al largo delle coste del Polesine, con conseguente fermata della produzione (circa 2.400 boe/giorno).

☒ Divisione Gas & Power

☐ Approvvigionamenti di gas naturale

Nel 2002 i volumi di gas naturale approvvigionati dalla Divisione Gas & Power sono stati di 62,33 miliardi di metri cubi, sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente.

I volumi di gas provenienti dalla produzione nazionale, che hanno rappresentato il 20% del totale approvvigionato (23,3% nel 2001), sono diminuiti di circa 2 miliardi di metri cubi rispetto al 2001, pari al 14,4%.

I volumi di gas approvvigionati dall'estero, che hanno rappresentato il 79,7% del totale (76,6% nel 2001), sono aumentati di 1,87 miliardi di metri cubi rispetto al 2001, pari al 3,9%, in particolare per i maggiori acquisti dalla Norvegia (3,73 miliardi di metri cubi) e dai Paesi Bassi (0,55 miliardi di metri cubi) a seguito dell'avvio nell'ottobre 2001 dell'esecuzione dei contratti stipulati nel 1997 con fornitori norvegesi e olandesi (rispettivamente circa 6 e 4 miliardi di metri cubi/anno a regime). I contratti con i fornitori norvegesi sono entrati a regime nel 2002; quello con i fornitori olandesi entrerà a regime nel 2003. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla diminuzione degli approvvigionamenti dall'Algeria (2,04 miliardi di metri cubi) e dalla Russia (0,89 miliardi di metri cubi).

Nell'anno sono stati immessi nel sistema di stoccaggio dell'Eni 1,43 miliardi di metri cubi.

(miliardi di metri cubi)	2001	2002	Variazione	
			assoluta	%
Produzione nazionale Divisione E&P	14,55	12,46	(2,09)	(14,4)
Acquisti Italia	0,07	0,21	0,14	200,0
Italia	14,62	12,67	(1,95)	(13,3)
Algeria	18,39	16,35	(2,04)	(11,1)
Algeria GNL	1,79	1,92	0,13	7,3
Russia	19,51	18,62	(0,89)	(4,6)
Paesi Bassi	7,00	7,55	0,55	7,9
Norvegia	1,10	4,83	3,73	339,1
Inghilterra		0,09	0,09	..
Qatar GNL		0,24	0,24	..
Oman GNL		0,06	0,06	..
Estero	47,79	49,66	1,87	3,9
Totale approvvigionamenti	62,41	62,33	(0,08)	(0,1)
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio	0,13	(1,43)	(1,56)	..
Consumi interni	(0,58)	(0,14)	0,44	(75,9)
Disponibilità per le vendite	61,96	60,76	(1,20)	(1,9)

Nel marzo 2002 è stato firmato con la Nigeria LNG Limited il contratto della durata ventennale e con avvio nel 2005 per la fornitura di volumi di GNL equivalenti, a regime, a 1,5 miliardi/anno di metri cubi di gas naturale destinati al mercato iberico.

☐ Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2001	2002	Variazione	
			assoluta	%
Grossisti (aziende distributrici)	30,83	25,14	(5,69)	(18,5)
Clienti finali:	28,06	27,42	(0,64)	(2,3)
- Industriali	15,25	14,33	(0,92)	(6,0)
- Termoelettrico	12,81	13,09	0,28	2,2
Italia	58,89	52,56	(6,33)	(10,7)
Europa	3,07	8,20	5,13	167,1
	61,96	60,76	(1,20)	(1,9)

La suddivisione per tipologia di cliente indicata nella tabella si basa sulla tipologia contrattuale e perciò non coincide con la suddivisione delle vendite a clienti grossisti e finali, di cui all'art. 2.1 lettere a) e b) del D.Lgs. 164/2000.

Nel 2002 le vendite di gas naturale (60,76 miliardi di metri cubi) diminuiscono di 1,20 miliardi di metri cubi rispetto al 2001, pari all'1,9%, a seguito della flessione registrata in Italia (6,33 miliardi di metri cubi, pari al 10,7%), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'incremento delle vendite in Europa (5,13 miliardi di metri cubi, pari al 167,1%).

In un contesto di mercato sempre più competitivo, la diminuzione delle vendite di gas in Italia è dovuta essenzialmente alla flessione nel segmento grossisti (5,69 miliardi di metri cubi, pari al 18,5%) a seguito del progressivo adeguamento ai tetti fissati dal D.Lgs. 164/2000¹, del processo di concentrazione in atto nel settore e del clima mite registrato nei mesi di novembre e dicembre. Anche il segmento industriale ha registrato una diminuzione (0,92 miliardi di metri cubi, pari al

6,0%) dovuta all'effetto congiunturale e alle interruzioni di forniture interrompibili attivate in conseguenza delle rigide condizioni climatiche di inizio anno. Queste diminuzioni sono state parzialmente compensate dalle maggiori vendite al segmento termoelettrico (0,28 miliardi di metri cubi, pari al 2,2%) dovute alle nuove forniture a centrali del segmento, i cui effetti sono stati solo in parte compensati dalle minori vendite causate da interruzioni delle forniture ai clienti con contratti interrompibili.

Le maggiori vendite in Europa (5,13 miliardi di metri cubi, pari al 167,1%) sono dovute alla progressiva entrata a regime dei contratti di fornitura di lungo termine stipulati con operatori del settore (Plurigas, Edison, Dalmine e Cir Energia) e alla prima fornitura di gas naturale liquefatto alla società spagnola Iberdrola (0,37 miliardi di metri cubi) in esecuzione del contratto di lungo termine firmato nel 2000.

Nell'ambito della politica di "centralità del cliente", è stata seguita una strategia di marketing volta a incrementare le offerte qualificate di servizi di tipo "modulare" che consentono di cogliere le diverse esigenze dei singoli clienti. È stata rafforzata la relazione con il cliente attraverso una strategia multicanale che spazia dalla forza vendita dedicata alla relazione commerciale con il cliente al contact center, per approdare sul web con servizi dedicati. È stato avviato inoltre il progetto per la realizzazione del Relationship Portal dedicato ai clienti che sarà lanciato nei primi mesi del 2003.

Particolare attenzione è stata posta al settore metano per autotrazione al quale nel 2002 sono stati venduti 400 milioni di metri cubi (inseriti nella voce grossisti). È stata ampliata la rete distributiva con l'apertura di 29 nuovi punti vendita e sono stati avviati i primi contatti operativi conseguenti all'attuazione dell'accordo di programma tra Fiat, Ministero dell'ambiente e Unione Petrolifera che hanno permesso di delineare i piani di attuazione per lo sviluppo della rete di punti vendita nelle città di Padova, Palermo, Torino e Milano (al 31 dicembre 2002 avevano aderito all'iniziativa, ulteriori 23 città tra le quali, Roma, Napoli, Firenze, Bari, Brescia, Genova, Reggio Emilia e Livorno e altri 6 capoluoghi di Provincia). Sono inoltre proseguiti i contatti con le principali compagnie petrolifere finalizzati alla realizzazione di piani di sviluppo di impianti metano per autotrazione su tutto il territorio nazionale ed è iniziata la commercializzazione dei servizi di consulenza tecnico-specialistica alla clientela del settore.

■ Divisione Refining & Marketing

□ Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2002 sono state acquistate 57 milioni di tonnellate di petrolio (56 nel 2001), di cui 33 dal settore Exploration & Production², 17 dai paesi produttori con contratti a termine e 7 sul mercato spot. La ripartizione degli approvvigionamenti per area geografica è la seguente: 24% dall'Africa Settentrionale, 24% dall'Africa Occidentale, 18% dal Mare del Nord, 13% dal Medio Oriente, 9% dai Paesi dell'ex Unione Sovietica, 8% dall'Italia e 4% da altre aree. Sono state commercializzate 28 milioni di tonnellate di petrolio, con un incremento di 4 milioni di tonnellate rispetto al 2001, pari al 17%. Sono stati inoltre acquistati 5,06 milioni di tonnellate di semilavorati (4,18 nel 2001) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione e 9,08 milioni di tonnellate di prodotti (7,59 nel 2001) destinati al mercato italiano, a completamento delle disponibilità di produzione (6,29 milioni di tonnellate), e alla vendita sui mercati esteri (2,79 milioni di tonnellate).

Approvvigionamento di greggio

(milioni di tonnellate)	2001	2002	Variazione	
			assoluta	%
Produzione Eni estero	25,17	28,74	3,57	14,2
Produzione Eni nazionale	3,50	4,40	0,90	25,7
Totale produzione Eni	28,67	33,14	4,47	15,6
Acquisti spot	14,51	6,84	(7,67)	(52,9)
Contratti a termine	13,31	17,05	3,74	28,1
Acquisti da altre società/Divisioni dell'Eni	0	0,16	0,16	..
	56,49	57,19	0,70	1,2

(2) La Divisione Refining & Marketing acquista l'intera produzione di greggi del settore Exploration & Production, a eccezione di un milione di tonnellate che Agip Deutschland (100% Eni) acquista direttamente dal settore Exploration & Production, e cede sul mercato i greggi che per caratteristiche e area geografica di produzione non sono adatti alla lavorazione nelle proprie raffinerie.

☐ Trasporto via mare

Il trasporto via mare di petrolio e di prodotti petroliferi è stato effettuato con 22 navi noleggiate a tempo da armatori terzi, 4 di proprietà Eni e 547 contratti spot. L'attività ha riguardato 24,6 milioni di tonnellate di petrolio (5,6 per conto terzi) e 16,8 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi (5,2 per conto terzi), con un aumento del 6% rispetto al 2001, connesso ai trasporti di prodotti destinati al sistema interno.

La flotta Eni al 31 dicembre 2002 è composta da 4 unità (2 petroliere Suezmax per il trasporto di greggio e 2 porta-prodotti petroliferi), con una portata lorda complessiva di 346 mila tonnellate. In particolare le due petroliere Suezmax Eco Europa ed Eco Africa, costruite nel 1994, sono a doppio scafo; le due porta-prodotti Agip Napoli e Agip Palermo, costruite rispettivamente nel 1982 e nel 1983, sono a scafo semplice SBT/PL (Segregated Ballast Tanks/Protective Location).

Il 25 ottobre 2002 è stato pubblicato il bando di vendita dell'intera flotta; è in corso la fase della due diligence da parte dei potenziali acquirenti.

☐ Raffinazione

Le lavorazioni di greggi e di semilavorati in conto proprio in Italia (34,48 milioni di tonnellate) sono diminuite di 2,23 milioni di tonnellate, pari al 6%, a seguito essenzialmente della riduzione della capacità di raffinazione per la cessione alla Tamoil, effettuata nel 2001, di quote di capacità (1 milione di tonnellate; 1,6 milioni a regime) e per il perfezionamento nel 2002 degli accordi con la Erg per la cessione della raffineria di Priolo³ (circa 1,3 milioni di tonnellate; 7,5 milioni a regime nel 2006). L'indice complessivo di utilizzo della capacità bilanciata delle raffinerie di proprietà è stato del 99%, con un aumento di 2 punti percentuali rispetto al 2001 dovuto essenzialmente al migliore bilanciamento tra la capacità di raffinazione e la domanda del mercato. Il 39,4% del petrolio lavorato (11,5 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (30,1% nel 2001).

Nell'ambito dei processi di riorganizzazione in atto, la raffineria di Gela è stata conferita nel dicembre 2002 alla Raffineria di Gela Srl (100% Eni).

Disponibilità di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)	2001	2002	Variazione	
			assoluta	%
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	32,24	30,09	(2,15)	(6,7)
Lavorazioni in conto terzi	(1,45)	(2,00)	(0,55)	37,9
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi ⁽¹⁾	5,92	6,39	0,47	7,9
Consumi e perdite	(1,95)	(1,91)	0,04	(2,1)
Prodotti disponibili da lavorazioni	34,76	32,57	(2,19)	(6,3)
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	4,92	5,94	1,02	20,7
Prodotti finiti trasferiti al ciclo estero	(4,92)	(5,56)	(0,64)	13,0
Prodotti venduti in Italia	34,76	32,95	(1,81)	(5,2)

(1) Include le lavorazioni sulla raffineria di Milazzo.

(3) L'illustrazione degli accordi è indicata nell'«Andamento operativo - Refining & Marketing - Raffinazione» della relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

Produzioni in conto proprio per prodotto

(milioni di tonnellate)	2001	2002	Variazione	
			assoluta	%
Benzine	8,57	8,43	(0,14)	(1,6)
Gasolio	13,59	12,72	(0,87)	(6,4)
Cherosene	1,74	1,63	(0,11)	(6,3)
Olio combustibile	4,71	4,48	(0,23)	(4,9)
Basi lubrificanti	0,58	0,65	0,07	12,1
GPL	0,66	0,61	(0,05)	(7,6)
Virgin Nafta	1,77	1,50	(0,27)	(15,3)
Altri	3,14	2,55	(0,59)	(18,8)
Totale	34,76	32,57	(2,19)	(6,3)

Scorte

L'Eni possiede 7,2 milioni di tonnellate di scorte di prodotti petroliferi, di cui circa 5,1 sono a fronte dell'obbligo imposto dal Ministero delle attività produttive che, in linea con la normativa europea (direttiva 98/1993/CE), impone un livello minimo di giacenze di prodotti petroliferi pari a 90 giorni di immissione al consumo, al netto della produzione di prodotti petroliferi derivante da petrolio nazionale. Allo scopo di rispettare l'accordo con l'Agenzia Internazionale dell'Energia (legge 7 novembre 1997, n. 883), il Ministro delle attività produttive ha emanato il Decreto 31 gennaio 2001, n. 22 che aumenta le scorte d'obbligo del 10% (da raggiungere in quattro anni). Il provvedimento determina un incremento delle "scorte d'obbligo" dell'Eni di circa 700 mila tonnellate, di cui 170 mila nel 2002.

Distribuzione di prodotti petroliferi

Le vendite di prodotti petroliferi (41,30 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,34 milioni di tonnellate, pari al 3,1%, a seguito essenzialmente della riduzione registrata nei mercati rete ed extrarete in Italia (1,67 milioni di tonnellate).

Vendite di prodotti petroliferi

(milioni di tonnellate)	2001	2002	Variazione	
			assoluta	%
Rete	11,64	10,00	(1,64)	(14,1)
Extrarete	8,64	8,61	(0,03)	(0,3)
	20,28	18,61	(1,67)	(8,2)
Petrochimica	4,23	3,82	(0,41)	(9,7)
Altre vendite ⁽¹⁾	6,59	6,77	0,18	2,7
Vendite ad altre società/divisioni dell'Eni in Italia	3,66	3,75	0,09	2,5
Vendite in Italia	34,76	32,95	(1,81)	(5,2)
Vendite a terzi estero	5,15	6,01	0,86	16,7
Vendite ad altre società/divisioni dell'Eni all'estero	2,73	2,34	(0,39)	(14,3)
Vendite in Italia e all'estero	42,64	41,30	(1,34)	(3,14)

(1) Comprende i carburanti per bunkeraggio, i consumi per produzione di energia elettrica e le vendite a società petrolifere.

Vendite rete Italia

Nel maggio 2002 è divenuta operativa la nuova società Italiana Petroli Srl (IP) alla quale è stato conferito il ramo d'azienda costituito da circa 3.000 contratti di convenzionamento di stazioni di servizio e 17 impianti in concessione autostradale. Gli impianti conferiti hanno un erogato medio più contenuto rispetto agli standard europei, ma si caratterizzano per la presenza capillare sul territorio e la focalizzazione sulle comunità locali.

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete Agip in Italia (10 milioni di tonnellate) sono diminuite di 1,64 milioni di tonnellate, pari al 14%, a seguito essenzialmente della riduzione delle stazioni di servizio. La quota di mercato è dimi-

nuita di 6,1 punti percentuali, passando dal 39,7% al 33,6%; l'erogato medio è aumentato del 17% (da 1.643 a 1.922 mila litri).

Al 31 dicembre 2002 la rete di distribuzione era costituita da 4.720 stazioni di servizio (di cui circa il 78% di proprietà), con una riduzione di 3.631 unità rispetto al 31 dicembre 2001 dovuta: (i) al conferimento alla IP; (ii) alle chiusure (549 unità) e alle cessioni ad altre compagnie petrolifere (246 unità); (iii) alla risoluzione di contratti di convenzionamento (51 unità). Queste riduzioni sono state in parte compensate dall'acquisizione di 135 nuovi contratti di convenzionamento e dall'apertura di 51 nuove stazioni di servizio. Nel 2002 sono stati definiti accordi per la cessione di circa 330 stazioni di servizio, il cui perfezionamento avverrà nel 2003.

Per migliorare la qualità del servizio al cliente, è continuato il processo di automazione della rete; al 31 dicembre 2002 circa il 94% delle stazioni di servizio erano dotate del sistema elettronico per la gestione delle carte di credito aziendali (60% al 31 dicembre 2001).

Il 1° marzo è stata lanciata la campagna promozionale "Alta Fedeltà 2002" che riconosce agli automobilisti titolari della card dedicata all'iniziativa che effettuano i rifornimenti presso le isole "Fai da te" sconti cumulativi la cui entità è proporzionale ai volumi acquistati. L'iniziativa è stata accolta positivamente dai consumatori con oltre 2,5 milioni di carte attive e un'ulteriore spinta all'uso della modalità "Fai da te".

A novembre è stata avviata la commercializzazione in Italia sulla rete a marchio Agip del nuovo gasolio a basso impatto ambientale "BluDiesel" che, limitando il contenuto di zolfo a 10 parti per milione (10 mg/kg), anticipa di sette anni la normativa europea. "BluDiesel" è stato studiato anche per una maggiore pulizia e protezione del sistema di alimentazione e di iniezione delle autovetture, nonché per una migliore combustione e partenze più pronte anche a basse temperature. A fine anno, 1.500 stazioni di servizio erano dotate del nuovo prodotto che ha riscosso il gradimento della clientela su tutto il territorio nazionale con vendite che hanno raggiunto le 35 mila tonnellate. Sugli impianti di rete ordinaria nei quali è stata attivata la distribuzione del "BluDiesel" è stata raggiunta una copertura media del 20-25% del gasolio erogato con punte del 50%.

Vendite sul mercato rete

(milioni di tonnellate)	2001	2002	Variazione	
			assoluta	%
Benzina	6,53	5,27	(1,26)	(19,3)
Gasolio	4,74	4,41	(0,33)	(7,0)
GPL	0,35	0,30	(0,05)	(14,3)
Lubrificanti	0,02	0,02	0,00	0,0
Totale	11,64	10,00	(1,64)	(14,1)
Numero punti vendita	8.351	4.720	(3.631)	(43,5)

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Nel 2002 è stato concluso il processo di riassetto del mercato extrarete attraverso la concentrazione del business, con effetto dal 1° gennaio 2003, all'interno di un'unica realtà aziendale (Atriplex Srl) che vede integrati in un'unica struttura commerciale i segmenti di mercato dei grandi e piccoli rivenditori e dei consumatori. La Divisione Refining & Marketing continuerà a fornire alcuni grandi clienti integrati con la produzione e a gestire l'attività GPL, lubrificanti e prodotti speciali.

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (8,61 milioni di tonnellate) sono diminuite di 30 mila tonnellate rispetto al 2001 a seguito essenzialmente delle minori vendite di gasolio per riscaldamento. La quota di mercato è diminuita di 0,3 punti percentuali, passando dal 19,7% al 19,4%.

Le vendite alla Petrolchimica Italia (3,82 milioni di tonnellate) sono diminuite di 410 mila tonnellate, pari al 9,7%, a seguito essenzialmente delle minori disponibilità di prodotti specifici da produzione di raffineria (conferimento raffineria di Priolo e fermate nella raffineria di Gela); le altre vendite (6,77 milioni di tonnellate) sono aumentate di 180 mila tonnellate, pari al 2,7%, a seguito essenzialmente delle maggiori vendite di carburanti per navi.

■ Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	Variazione	
			assoluta	%
Divisione Exploration & Production	655 ⁽¹⁾	508	(147)	(20,6)
Divisione Gas & Power	182	13	(169)	(92,9)
Divisione Refining & Marketing	313	398	85	23,6
Corporate	18	20	2	11,1
Investimenti tecnici ⁽²⁾	1.168	939	(229)	(19,6)

(1) Include gli investimenti tecnici della Somicem.

(2) Sono escluse le spese di ricerca scientifica e tecnologica di 84 e 85 milioni di euro, rispettivamente negli esercizi 2001 e 2002.

Nella Divisione Exploration & Production gli investimenti di ricerca esplorativa ammontano a 66 milioni di euro (106 nel 2001) e hanno riguardato principalmente i temi a gas nell'offshore della Sicilia Meridionale e dell'Adriatico Settentrionale e i temi a olio nell'area Abruzzese. Sono stati perforati 7 pozzi esplorativi (10 nel 2001), di cui 4 risultati mineralizzati a gas. Una importante scoperta di gas è stata effettuata nell'offshore della Sicilia Meridionale con il pozzo Panda 1 (quota Eni 37,5%); risultati positivi si sono avuti con i pozzi a gas di Bonaccia Est 1 (100% Eni) e Didone 2 (quota Eni 51%) nell'Adriatico Settentrionale. In Valle Padana è stato rinvenuto un nuovo giacimento di gas con il pozzo Agosta 1 dir (quota Eni 80%). Gli investimenti di sviluppo ammontano a 418 milioni di euro (490 nel 2001) e hanno riguardato in particolare: (i) la prosecuzione dei lavori per la realizzazione di impianti e infrastrutture in Val d'Agri; (ii) la prosecuzione dello sviluppo di progetti di compressione per assicurare il mantenimento dei massimi livelli produttivi nei campi a gas (campi Luna nell'offshore e Gagliano nell'onshore); (iii) la messa in produzione del nuovo campo a gas offshore di Calipso (2 pozzi); (iv) la messa in produzione di 9 nuovi pozzi di coltivazione, di cui 5 a olio nei campi di Ragusa e Val d'Agri e 4 a gas nei campi di Fiumetto, Davide e Porto Corsini Terra; (v) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi di coltivazione (Arianna, Barbara C, Porto Corsini Ovest e Linda). Complessivamente nel 2002 gli investimenti effettuati, comprese le dotazioni patrimoniali, ammontano a 508 milioni di euro.

Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (398 milioni di euro) hanno riguardato: (i) la raffinazione (155 milioni di euro) e la logistica (19 milioni di euro), finalizzati in particolare al mantenimento dell'efficienza degli impianti e al rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (162 milioni di euro), riguardanti in particolare la ristrutturazione, il potenziamento e la costruzione di nuovi impianti (96 milioni di euro), nonché il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (16 milioni di euro); (iii) il GPL (25 milioni di euro) e le spese di informatica (26 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 69 milioni di euro (17% del totale).

□ Ricerca scientifica e tecnologica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 85 milioni di euro (84 milioni di euro nel 2001), di cui 36 riferiti alla Divisione Exploration & Production, 32 alla Divisione Refining & Marketing e 17 alla Corporate connessi al concorso dell'Eni ai progetti di ricerca sviluppati dalle società del Gruppo. Informazioni sui principali temi e sui risultati della ricerca sono indicati nel capitolo "Ricerca scientifica e tecnologica" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

□ Conferimenti di rami di azienda

Nell'ambito dei processi di riorganizzazione in atto, nel 2002 sono stati effettuati diversi conferimenti di rami di azienda; si indicano di seguito quelli più rilevanti:

- alla Raffineria di Gela Srl (100% Eni), il ramo di azienda costituito essenzialmente dalla raffineria e dalla centrale elettrica di Gela, dal deposito di prodotti petroliferi, dallo stabilimento di imbottigliamento di GPL, nonché da 1.473 persone. Il conferimento è stato effettuato in continuità dei valori civilistici e fiscali con efficacia dal 31 dicembre 2002;
- alla Raffinerie Mediterranee Srl (28% Eni), il ramo di azienda costituito essenzialmente dalla raffineria e dalla centrale elettrica di Priolo, nonché da 818 persone. Il conferimento è stato effettuato con efficacia dal 1° ottobre 2002;

-
- a EniTecnologie SpA (83,64% Eni), il ramo di azienda costituito essenzialmente dal Centro Ricerche Sud e dal CREA (Centro Ricerche Euron AgipPetroli), nonché da 192 persone. Il conferimento è stato effettuato in continuità dei valori civilistici e fiscali con efficacia dal 31 dicembre 2002;
 - alla LNG Shipping SpA (100% Eni), il ramo di azienda costituito essenzialmente da 4 navi metaniere e da 163 persone. Il conferimento è stato effettuato in continuità dei valori fiscali con efficacia dal 1° gennaio 2002;
 - all'Atriplex Srl (100% Eni), il ramo di azienda costituito essenzialmente dalle attività commerciali per la vendita di carburanti e combustibili extrarete, dai centri agricoli e dai punti vendita marina, nonché da 90 persone. Il conferimento è stato effettuato in continuità dei valori civilistici e fiscali con efficacia dal 31 dicembre 2002;
 - alla IPSrl (100% Eni), n. 3 conferimenti di rami di azienda costituiti essenzialmente dal marchio, da circa 3.000 contratti di convenzionamento di stazioni di servizio e da 17 stazioni di servizio in concessione autostradale, dal software e da 83 persone. I conferimenti sono stati effettuati in continuità dei valori civilistici e fiscali.

■ Commento ai risultati economico-finanziari

Il bilancio dell'esercizio 2002 chiude con l'utile netto di 3.880 milioni di euro, contro l'utile di 2.250 milioni di euro conseguito nell'esercizio 2001. Ai fini del raffronto con l'esercizio precedente, sono stati redatti gli schemi riclassificati di stato patrimoniale e di conto economico pro-forma che assumono l'incorporazione nell'Eni delle società AgipPetroli, Snam, Somicem e Mixoil (incorporata dall'AgipPetroli nel 2002) con efficacia dal 1° gennaio 2002. Tuttavia la redazione del pro-forma non consente un raffronto pienamente omogeneo in relazione alle seguenti circostanze:

- il conferimento da parte della Snam del ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" alla Snam Rete Gas SpA con effetto dal 1° luglio 2001;
- il conferimento da parte dell'Eni e della Snam, rispettivamente dei rami d'azienda "Stoccaggi gas" e "Centrali di compressione", alla Stoccaggi Gas Italia SpA con effetto dal 31 ottobre 2001;
- il conto economico pro-forma 2001 recepisce sia l'utile conseguito dall'AgipPetroli e dalla Snam negli esercizi stessi sia il dividendo distribuito dalle medesime (rispettivamente 121 e 295 milioni di euro); il conto economico 2002 recepisce, oltre all'utile conseguito nell'esercizio dalla Divisione R&M, anche il dividendo di 452 milioni di euro distribuito dall'AgipPetroli.

□ Conto economico riclassificato

(milioni di €)	Pro-forma 2001	2002	Variazione
Ricavi della gestione caratteristica	31.074	28.283	(2.791)
Altri ricavi e proventi	426	425	(1)
Ricavi totali	31.500	28.708	(2.792)
Costi operativi	(25.160)	(24.791)	369
Margine operativo lordo	6.340	3.917	(2.423)
Ammortamenti e svalutazioni	(1.192)	(903)	289
Utile operativo	5.148	3.014	(2.134)
Proventi finanziari netti	95	163	68
Proventi (oneri) su partecipazioni netti	(13)	275	288
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	5.230	3.452	(1.778)
Proventi straordinari netti	1.563	1.118	(445)
Utile prima delle imposte	6.793	4.570	(2.223)
Imposte sul reddito	(1.267)	(929)	338
Crediti di imposta su dividendi ⁽¹⁾	326	354	28
	(941)	(575)	366
Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie	(1.144)	(115)	1.029
Utile netto	4.708	3.880	(828)

(1) Il credito di imposta sui dividendi 2001 dell'Eni non utilizzato per l'assolvimento dell'Irpeg dovuta (60 milioni di euro) è stato riclassificato alla voce "Imposte sul reddito".

Il bilancio dell'esercizio 2002 chiude con l'utile netto di 3.880 milioni di euro, con una riduzione di 828 milioni di euro rispetto al pro-forma 2001 dovuta essenzialmente: (i) alla flessione del risultato operativo (2.134 milioni di euro) connessa in particolare: nelle Divisioni E&P e G&P, agli effetti dei conferimenti di rami di azienda a Stoccaggi Gas Italia SpA e a Snam Rete Gas SpA; nella Divisione E&P, alla diminuzione dei volumi venduti (-1,97 miliardi di metri cubi) e dei prezzi (-14%) del gas naturale, i cui effetti sono stati in parte compensati dall'aumento dei volumi venduti di petrolio (+7,4 milioni di barili) e del prezzo di vendita (+5%); nella Divisione G&P, alla variazione del mix di vendita di gas naturale dovuta alla maggiore incidenza delle vendite in Europa connessa al progressivo allineamento ai tetti fissati dal D.Lgs. 164/2000; nella Divisione R&M, alla rilevante flessione del margine di raffinazione, che riflette l'andamento sfavorevole dello scenario di riferimento (Brent -59%); (ii) alla diminuzione dei proventi straordinari netti di 445 milioni di euro in relazione alla circostanza che nell'esercizio 2001 vennero rilevate le plusvalenze derivanti dal conferimento a Snam Rete Gas e dal successivo collocamento di una quota del capitale. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dalla riduzione delle rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie di 1.029 milioni di euro a seguito, essenzialmente, del conferimento a Snam Rete Gas dei beni oggetto di ammortamento eccedente nell'esercizio 2001; (ii) dalla riduzione delle imposte sul reddito di 366 milioni di euro connessa alla flessione dell'utile prima delle imposte; (iii) dall'aumento dei proventi su partecipazioni netti di 288 milioni di euro dovuto in particolare alle minori svalutazioni delle partecipazioni nel settore Petrolchimica.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Divisione E&P	3.813	2.780	(1.033)
Divisione G&P	13.676	11.396	(2.280)
Divisione R&M	17.123	16.662	(461)
Corporate	10	7	(3)
Elisioni	(3.548)	(2.562)	986
	31.074	28.283	(2.791)

I ricavi della Divisione E&P (2.780 milioni di euro) sono diminuiti di 1.033 milioni di euro, pari al 27%, a seguito essenzialmente: (i) dei minori ricavi per il servizio di modulazione e stoccaggio gas a seguito del conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi gas" alla Stoccaggi Gas Italia SpA; (ii) della flessione dei volumi di gas naturale venduti di 1,97 miliardi di metri cubi (da 15,27 a 13,30) e del relativo prezzo (-14%), i cui effetti sono stati in parte compensati dall'aumento dei volumi di petrolio venduti di 7,4 milioni di barili (da 23,4 a 30,8) e dall'aumento dei prezzi di vendita (+5%).

I ricavi della Divisione G&P (11.396 milioni di euro) sono diminuiti di 2.280 milioni di euro, pari al 16,7%, a seguito essenzialmente: (i) della riduzione dei prezzi medi di vendita a seguito dell'andamento dei parametri energetici di riferimento e dell'effetto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro; (ii) della variazione del mix di vendita per la maggiore incidenza delle vendite in Europa, nonché dei minori volumi di gas venduti (1,20 miliardi di metri cubi, pari all'1,9%); (iii) dei minori ricavi connessi ad attività conferite o cedute nel corso del 2001 ("Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" a Snam Rete Gas SpA, "Centrali di compressione" a Stoccaggi Gas Italia SpA, Attività immobiliari e Navi petroliere) e agli inizi del 2002 ("Attività di trasporto GNL" a LNG Shipping SpA).

I ricavi della Divisione R&M (16.662 milioni di euro) sono diminuiti di 461 milioni di euro, pari al 2,7%, a seguito essenzialmente della flessione dei prezzi dei prodotti petroliferi (-5,9% e -8,7% rispettivamente la benzina e il gasolio rete) e della riduzione dei volumi venduti sui mercati rete ed extrarete di circa 2 milioni di tonnellate, pari al 9,9%, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dall'aumento delle vendite per la commercializzazione dei greggi (+4,1 milioni di tonnellate, pari al 16,7%). La flessione dei volumi venduti sulla rete è dovuta alla riduzione di 3.631 stazioni di servizio a seguito del processo di riorganizzazione della rete a marchio Agip e della costituzione della IP, alla quale sono stati conferiti circa 3.000 contratti di convenzionamento di stazioni di servizio e 17 stazioni di servizio (in concessione autostradale). La riduzione sull'extrarete è dovuta alle minori vendite di gasolio per riscaldamento. L'aumento dei volumi dei greggi commercializzati è connesso all'incremento della produzione del settore Exploration & Production.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 425 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Locazioni, affitti e noleggi	111	86	(25)
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	81	75	(6)
Derivati su merci	60	64	4
Utilizzo fondo svalutazione crediti		46	46
Utilizzo fondi rischi e oneri diversi	62	42	(20)
Risarcimento danni	33	21	(12)
Contributi a fondo perduto	24	17	(7)
Utilizzo fondo manutenzione e revisione navi e aeromobili		10	10
Altri proventi	55	64	9
	426	425	(1)

Le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni (75 milioni di euro) riguardano essenzialmente la cessione del 25% della titolarità del giacimento di Tempa Rossa nella concessione "Gorgoglione" alla TotalFinaElf Italia SpA (46 milioni di euro).

Costi operativi

I costi operativi al netto dei costi riferiti agli investimenti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Divisione E&P	(808)	(834)	(26)
Divisione G&P	(11.239)	(9.712)	1.527
Divisione R&M	(15.741)	(15.996)	(255)
Corporate	(135)	(142)	(7)
Elisioni	3.559	2.573	(986)
	(24.364)	(24.111)	253
Costo lavoro	(796)	(680)	116
	(25.160)	(24.791)	369

L'aumento registrato dalla Divisione E&P di 26 milioni di euro, pari al 3,2%, è dovuto principalmente: (i) all'incremento delle svalutazioni di beni connesso all'esito negativo di alcune iniziative di sviluppo (15 milioni di euro); (ii) ai maggiori stanziamenti per spese future, in parte connessi agli accordi con la Regione Basilicata (15 milioni di euro); (iii) all'incremento del volume dei servizi resi da contrattisti in relazione alle attività di produzione dei campi della Val D'Agri, entrati a regime nel 2002 (8 milioni di euro). Questi effetti sono stati parzialmente compensati dalle minori royalties connesse alla flessione del prezzo del gas naturale (12 milioni di euro).

La diminuzione registrata dalla Divisione G&P di 1.527 milioni di euro, pari al 13,6%, è dovuta essenzialmente alla riduzione dei prezzi medi di acquisto del gas, a seguito dell'andamento dei parametri energetici di riferimento e dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, e ai minori costi connessi alla gestione di attività conferite o cedute nel corso del 2001 ("Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" a Snam Rete Gas SpA, "Centrali di compressione" a Stoccaggi Gas Italia SpA, Attività immobiliare e Navi petroliere) e agli inizi del 2002 ("Attività di trasporto GNL" a LNG Shipping SpA). Questi effetti sono stati in parte compensati dai maggiori costi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione gas, in conseguenza dei conferimenti sopracitati, e dal differente mix di approvvigionamento gas.

L'aumento registrato dalla Divisione R&M di 255 milioni di euro, pari all'1,6%, è dovuto essenzialmente ai maggiori volumi di acquisto di greggi destinati alla commercializzazione (+4,1 milioni di tonnellate) e di materie prime (+0,9 milioni di tonnellate), nonché all'incremento delle quotazioni internazionali dei greggi (Brent +0,5 dollari/barile). Questi fattori sono stati parzialmente compensati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+5,6%).

Costo lavoro

Il costo lavoro (680 milioni di euro) è diminuito di 116 milioni di euro, pari al 14,6%, a seguito essenzialmente della riduzione dell'occupazione media di circa 3.800 unità (essenzialmente a seguito dei conferimenti di rami di azienda) dovuta alle azioni di razionalizzazione effettuate, in parte compensata dagli effetti del rinnovo contrattuale del settore energia sottoscritto nel mese di marzo e della normale dinamica retributiva.

Il numero dei dipendenti in servizio al 31 dicembre è analizzato nelle tabelle seguenti.

Categorie contrattuali	2001	2002	Variazione
Dirigenti	446	455	9
Quadri	2.674	2.549	(125)
Impiegati	5.849	4.608	(1.241)
Operai	3.489	1.956	(1.533)
Marittimi	326	143	(183)
	12.784	9.711	(3.073)

Divisioni	2001	2002	Variazione
E&P	3.554	3.313	(241)
G&P	901	748	(153)
R&M	7.634	4.611	(3.023)
Corporate	695	1.039	344
	12.784	9.711	(3.073)

L'aumento del personale in servizio della Corporate di 344 unità è dovuto essenzialmente al trasferimento di strutture organizzative dalle Divisioni e dalle società del Gruppo (in particolare le strutture confluite nelle funzioni centralizzate Information & Communication Technology, Approvvigionamenti e Relazioni Istituzionali e Comunicazione).

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Divisione E&P	469	446	(23)
Divisione G&P	312	33	(279)
Divisione R&M	392	401	9
Corporate	3	20	17
Totale ammortamenti	1.176	900	(276)
Svalutazioni	16	3	(13)
	1.192	903	(289)

Gli ammortamenti e le svalutazioni di 903 milioni di euro registrano una diminuzione di 289 milioni di euro, pari al 24%; in particolare:

- la diminuzione degli ammortamenti della Divisione E&P di 23 milioni di euro è dovuta essenzialmente alla flessione dei costi di ricerca esplorativa (40 milioni di euro), solo in parte compensata dai maggiori ammortamenti di sviluppo legati prevalentemente all'entrata in esercizio di nuovi investimenti in Val d'Agri;
- la diminuzione degli ammortamenti della Divisione G&P di 279 milioni di euro è dovuta essenzialmente al conferimento del ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" alla Snam Rete Gas SpA con effetto dal 1° luglio 2001;
- l'aumento degli ammortamenti della Divisione R&M di 9 milioni di euro è dovuto all'entrata in esercizio di nuovi investimenti, in parte compensato dagli effetti delle cessioni e dei conferimenti;
- l'aumento degli ammortamenti della Corporate di 17 milioni di euro è dovuto all'avvio delle attività del Progetto EST (Eni Slurry Technology) i cui costi sono interamente ammortizzati nell'esercizio di sostenimento (12 milioni di euro) e ai maggiori ammortamenti connessi all'acquisto di licenze software per lo sviluppo dei sistemi informativi aziendali (4 milioni di euro).

Utile operativo

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Divisione E&P	2.399	1.418	(981)
Divisione G&P	2.122	1.722	(400)
Divisione R&M	795	108	(687)
Corporate	(168)	(234)	(66)
	5.148	3.014	(2.134)

L'utile operativo della Divisione E&P di 1.418 milioni di euro registra una diminuzione di 981 milioni di euro, pari al 40,9%, dovuta essenzialmente: (i) al conferimento del ramo d'azienda "Stoccaggi Gas" alla Stoccaggi Gas Italia SpA con effetto dal 31 ottobre 2001; (ii) alla flessione del prezzo di vendita del gas naturale (-14%); (iii) alla flessione dei volumi venduti di gas naturale (-1,97 miliardi di metri cubi). Questi fattori negativi sono stati in parte compensati dall'aumento dei volumi venduti di petrolio (+7,4 milioni di barili) e del prezzo di vendita (+5%).

L'utile operativo della Divisione G&P di 1.722 milioni di euro registra una riduzione di 400 milioni di euro, pari al 18,9%, dovuta essenzialmente: (i) ai maggiori costi conseguenti il conferimento del ramo d'azienda "Trasporto, dispacciamento e rigassificazione gas" a Snam Rete Gas SpA con effetto dal 1° luglio 2001; (ii) alla variazione del mix di vendita, per la mag-

giore incidenza delle vendite in Europa connessa al progressivo allineamento ai tetti fissati dal D.Lgs. 164/2000 e alla variazione del mix di approvvigionamento; (iii) ai minori volumi venduti (1,20 miliardi di metri cubi, pari all'1,9%). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione delle tariffe di stoccaggio disposta dall'Autorità con delibera n. 49/2002 del 28 marzo 2002.

L'utile operativo della Divisione R&M di 108 milioni di euro registra una diminuzione di 687 milioni di euro, pari all'86,4%, dovuta essenzialmente: (i) alla rilevante flessione dei margini di raffinazione che riflette l'andamento sfavorevole dello scenario di riferimento (Brent -59%), connesso alla debolezza della domanda, la riduzione del differenziale Fob/Cif sui prodotti che ha ridotto il vantaggio delle raffinerie posizionate in prossimità dei mercati di sbocco, nonché l'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro; (ii) alla flessione dell'utile dell'attività commerciale connessa alla riduzione di 3.631 stazioni di servizio a seguito del processo di riorganizzazione della rete a marchio Agip e della costituzione della società IP; (iii) al minore effetto Lifo di 23 milioni di euro sul magazzino di greggi e prodotti (riduzione delle scorte nel 2001, con un effetto positivo di 36 milioni di euro contro una ripresa di valore di 13 milioni di euro nel 2002). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dal miglioramento dei margini dell'attività di distribuzione e dei lubrificanti e dalla riduzione dei costi connessa alle razionalizzazioni effettuate, solo parzialmente assorbita dall'incremento dovuto alla dinamica salariale e all'inflazione.

La perdita operativa della Corporate di 234 milioni di euro registra un aumento di 66 milioni di euro dovuto all'incremento del costo lavoro (18 milioni di euro), connesso all'aumento degli organici, degli ammortamenti delle immobilizzazioni immateriali (17 milioni di euro), dei costi di comunicazione (14 milioni di euro), nonché alla circostanza che nel 2001 venne realizzata una plusvalenza di 10 milioni di euro sulla cessione di immobili.

Proventi finanziari netti

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Proventi finanziari netti	3	63	60
Commissioni per servizi finanziari	26	36	10
Interessi sui crediti verso l'Amministrazione finanziaria	23	28	5
Proventi netti da differenze cambio	7	22	15
Interessi su CCT	37	14	(23)
Derivati su interessi		6	6
Plusvalenze da alienazione CCT	2		(2)
Svalutazione crediti per interessi	(3)	(6)	(3)
	95	163	68

L'aumento dei proventi finanziari netti (68 milioni di euro) è connesso essenzialmente al miglioramento della posizione finanziaria media a seguito della riduzione del debito per effetto dei conferimenti effettuati e agli incassi derivanti dal collocamento sul mercato di Snam Rete Gas, della cessione del patrimonio immobiliare e dell'Immobiliare Metanopoli intervenuti nel corso del 2001.

Proventi netti su partecipazioni

(milioni di €)	2001	2002	Variazione
Dividendi	2.291	2.129	(162)
Plusvalenze su cessioni e altri proventi ⁽¹⁾	104	16	(88)
Totale proventi	2.395	2.145	(250)
Svalutazioni e perdite	(2.408)	(1.870)	538
	(13)	275	288

(1) Il credito di imposta 2001 dell'Eni non utilizzato per l'assolvimento dell'Irpeg dovuta (60 milioni di euro) è stato riclassificato alla voce "Imposte sul reddito".