

70557 - 381

Altre riserve

Le altre riserve di 5.351 milioni di euro (3.965 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano per 5.219 milioni di euro (3.896 milioni di euro al 31 dicembre 2004) la riserva disponibile di Eni SpA e per 35 milioni di euro la riserva per valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita e dei derivati *cash flow hedge*. L'incremento della riserva disponibile di Eni SpA di 1.323 milioni di euro è connesso principalmente all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2004 (1.300 milioni di euro), come da delibera dell'Assemblea degli azionisti del 27 maggio 2005. La valutazione al *fair value* dei titoli disponibili per la vendita e dei derivati *cash flow hedge* si analizza come segue:

(milioni di euro)	Titoli disponibili per la vendita			Derivati di copertura cash flow hedge			Totale		
	Riserva lorda	Passività per imposte differite	Riserva netta	Riserva lorda	Passività per imposte differite	Riserva netta	Riserva lorda	Passività per imposte differite	Riserva netta
Riserva al 1° gennaio 2005	19	(6)	13				19	(6)	13
Variazione dell'esercizio	8	(2)	6	27	(11)	16	35	(13)	22
Riserva al 31 dicembre 2005	27	(8)	19	27	(11)	16	54	(19)	35

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di 1.686 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, deliberato dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile; il dividendo è stato messo in pagamento a partire dal 27 ottobre 2005.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2005 comprende riserve distribuibili per circa 36.000 milioni di euro. Alcune di queste riserve sono soggette a tassazione in caso di distribuzione; il relativo onere d'imposta è stanziato limitatamente alle riserve a cui è prevista la distribuzione (32 milioni di euro).

Prospetto di raccordo del risultato d'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(milioni di euro)	Utile dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2004	2005	31.12.2004	31.12.2005
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	4.684	5.288	29.433	29.656
Azioni proprie			(3.229)	(4.216)
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di periodo, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	4.444	2.718	9.470	13.483
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(112)	(44)	2.592	2.558
- rettifiche per uniformità dei principi contabili ed eliminazione di rettifiche e accantonamenti di natura fiscale	(2.197)	1.617	(244)	313
- eliminazione di utili infragruppo	(235)	(40)	(2.498)	(2.677)
- imposte sul reddito differite e anticipate	612	(313)	(133)	2
- altre rettifiche	345	21	149	98
	7.541	9.247	35.540	39.217
Interessi di terzi	(482)	(459)	(3.166)	(2.349)
Come da bilancio consolidato	7.059	8.788	32.374	36.868

70557-382

24 Garanzie, impegni e rischi**Garanzie**

Le garanzie di 12.862 milioni di euro (12.667 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

	31.12.2004				31.12.2005			
(milioni di euro)	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Garanzie reali	Totale
Imprese controllate consolidate		5.026		5.026		5.839		5.839
Imprese controllate non consolidate	7	532		539	4	203		207
Imprese a controllo congiunto e collegate	4.901	1.922	40	6.863	4.900	1.772	40	6.712
Altri	70	169		239	64	40		104
	4.978	7.649	40	12.667	4.968	7.854	40	12.862

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate consolidate di 5.839 milioni di euro (5.026 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 3.057 milioni di euro (2.929 milioni di euro al 31 dicembre 2004), di cui 2.397 milioni di euro relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (2.296 milioni di euro al 31 dicembre 2004); (ii) rimborso di crediti Iva da parte dell'Amministrazione finanziaria per 1.386 milioni di euro (1.156 milioni di euro al 31 dicembre 2004); (iii) rischi assicurativi per 298 milioni di euro che Eni ha riassicurato (396 milioni di euro al 31 dicembre 2004). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 5.491 milioni di euro (4.818 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di 207 milioni di euro (539 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano contratti autonomi e lettere di *patronage* rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per il rispetto degli accordi contrattuali per 165 milioni di euro (144 milioni di euro al 31 dicembre 2004). Il decremento di 332 milioni di euro riguarda essenzialmente la riclassifica a imprese controllate consolidate della garanzia rilasciata nell'interesse di Eni Middle East BV (367 milioni di euro al 31 dicembre 2004). L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 2005 a fronte delle suddette garanzie è di 145 milioni di euro (467 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Le fidejussioni, le altre garanzie personali e le garanzie reali prestate nell'interesse di imprese a controllo congiunto e collegate non consolidate di 6.712 milioni di euro (6.863 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di 4.894 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2004) rilasciata da Eni SpA alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno (50,4% Eni); a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni, contratti autonomi, lettere di *patronage* e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per 1.360 milioni di euro (1.633 milioni di euro al 31 dicembre 2004), di cui 844 milioni di euro relativi al contratto autonomo rilasciato da Snam SpA (ora incorporata in Eni SpA) per conto di Blue Stream Pipeline Co BV (50% Eni) a favore del consorzio internazionale di banche che ha finanziato la società (731 milioni di euro al 31 dicembre 2004). Il decremento di 273 milioni di euro è dovuto principalmente all'estinzione delle garanzie rilasciate nell'interesse di EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH (50% Eni) (250 milioni di euro) e di Albacom SpA (88 milioni di euro), parzialmente compensato dall'incremento della garanzia rilasciata nell'interesse di Blue Stream Pipeline Co BV (113 milioni di euro); (iii) fidejussioni, contratti autonomi e lettere di *patronage* rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per il rispetto degli accordi contrattuali per 274 milioni di euro (118 milioni di euro al 31 dicembre 2004). L'incremento di 156 milioni di euro riguarda le garanzie rilasciate nell'interesse del settore Ingegneria e Costruzioni; (iv) garanzie di *performance* per 62 milioni di euro rilasciate a favore di Unión Fenosa SA e nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa di quest'ultima (111 milioni di euro al 31 dicembre 2004); (v) garanzie reali di 40 milioni di euro (stesso importo al 31 dicembre 2004) relative a pegni su azioni rilasciati a banche a fronte di finanziamenti. L'impegno effettivo esistente al 31 dicembre 2005 a fronte delle suddette garanzie è di 2.938 milioni di euro (3.500 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di 104 milioni di euro (239 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano essenzialmente garanzie rilasciate da Eni SpA a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per 92 milioni di euro (160 milioni di euro al 31 dicembre 2004). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di 75 milioni di euro (103 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

70557-383

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi di 1.655 milioni di euro (1.620 milioni di euro al 31 dicembre 2004) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Impegni		
Acquisto di beni	200	219
Vendita di beni	124	
Altri	319	220
	643	439
Rischi	977	1.216
	1.620	1.655

Gli impegni di acquisto e di vendita di beni di 219 milioni di euro (324 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano titoli per 116 milioni di euro (183 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e partecipazioni per 103 milioni di euro (141 milioni di euro al 31 dicembre 2004). Gli impegni relativi ai titoli riguardano l'operazione di collocamento di prodotti mobiliari della Sofid Sim SpA. Con questa operazione la società ha venduto a investitori, principalmente dipendenti, prodotti mobiliari costituiti da titoli di Stato accompagnati da un contratto di scambio del tasso della cedola con un tasso variabile parametrato all'Euribor e della facoltà per l'investitore di rivendere in qualsiasi momento il prodotto alla società al valore nominale più gli interessi maturati. A fronte dell'impegno per lo scambio di interessi, la società ha stipulato contratti derivati per i quali riceve un tasso variabile più favorevole rispetto a quello riconosciuto agli investitori. L'operazione si è conclusa il 1° gennaio 2006 con la scadenza dei titoli di Stato. Il decremento degli impegni relativi alle partecipazioni di 38 milioni di euro riguarda principalmente l'esercizio da parte della Erg SpA del diritto di acquisto del 28% della Erg Raffinerie Mediterranee SpA (100 milioni di euro) e la cessazione degli impegni relativi all'acquisto e alla vendita delle azioni della Nuovo Pignone SpA a seguito della vendita della partecipazione (31 milioni di euro); questi decrementi sono stati parzialmente compensati dall'impegno assunto da Eni SpA relativo all'acquisto della ESPI - Ente Siciliano per la Promozione Industriale (in liquidazione) del 50% del capitale sociale della Siciliana Gas Vendite SpA (98 milioni di euro).

Gli altri impegni di 220 milioni di euro (319 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguardano essenzialmente gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri di 193 milioni di euro (226 milioni di euro al 31 dicembre 2004). L'impegno relativo agli investimenti previsti dall'accordo di programma per l'area di Porto Marghera sottoscritto dalla Syndial SpA con i Ministeri per le attività produttive, delle infrastrutture e dei trasporti, dell'ambiente e della tutela del territorio e con le associazioni di industriali e lavoratori per costituire e mantenere nel tempo condizioni ottimali di coesistenza tra la tutela dell'ambiente e lo sviluppo del settore chimico di 90 milioni di euro al 31 dicembre 2004 si è concluso a seguito della firma di un nuovo accordo che ha comportato l'iscrizione di un fondo per rischi e oneri.

I rischi di 1.216 milioni di euro (977 milioni di euro al 31 dicembre 2004), riguardano principalmente rischi di custodia di beni di terzi per 794 milioni di euro (551 milioni di euro al 31 dicembre 2004) e indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per 402 milioni di euro (406 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Gestione dei rischi d'impresa**PREMESSA**

I principali rischi, identificati e attivamente gestiti da Eni, sono i seguenti:

- (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*;
- (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte;
- (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve;
- (iv) il rischio *operation* derivante dalla possibilità che si verifichino incidenti, malfunzionamenti, guasti, con danni alle persone e all'ambiente e con riflessi sui risultati economico-finanziari;
- (v) il rischio Paese nell'attività *oil & gas*.

RISCHIO MERCATO

Il rischio di mercato comprende il rischio di cambio, il rischio di tasso d'interesse e il rischio *commodity*; la loro gestione è disciplinata da "Linee guida" e procedure che prevedono l'accentramento sostanziale delle funzioni di tesoreria in due distinte società finanziarie operanti rispettivamente nel mercato nazionale e nei mercati esteri.

In particolare, sulla finanziaria operante nel mercato nazionale (Enifin) sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati del Gruppo. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* ed Enifin assicura la negoziazione dei derivati di copertura.

Al fine di ridurre il rischio di mercato connesso a variazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio e dei prezzi delle *commodity*, Eni stipula contratti derivati finanziari e contratti derivati su merci con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione al rischio di mercato. Eni non stipula contratti derivati con finalità speculative.

Il Consiglio di Amministrazione ha definito le "Linee guida sull'attività finanziaria" che prevedono la quantificazione da parte della Direzione Finanziaria dei limiti massimi di rischio cambio e tasso di interesse assumibili dalle società finanziarie di Eni e la definizione delle caratteristiche dei soggetti idonei ad essere controparte.

La Direzione Finanziaria di Eni controlla il rispetto delle direttive impartite, nonché la coerenza tra gli indicatori utilizzati per la misurazione dei limiti massimi di rischio accettabile e le caratteristiche dei portafogli e delle condizioni di mercato. Alle società operative è indicato di adottare politiche valutarie finalizzate alla minimizzazione del rischio cambio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di cambio, le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate dalle società finanziarie di Eni sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria, ma i limiti massimi di rischio accettabile, definiti in termini di Valore a Rischio (VaR), sono sensibilmente più bassi rispetto a quelli raccomandati.

Relativamente al rischio *commodity*, con le "Linee guida sulla gestione del rischio *commodity*", Eni ha posto dei limiti massimi al rischio di prezzo derivante dall'attività commerciale. Le funzioni di indirizzo in tale ambito sono affidate a un "Commodity Risk Assessment Team", mentre alla Direzione Finanziaria è affidato il controllo del rispetto dei limiti, nonché lo sviluppo e l'adeguamento della metodologia.

RISCHIO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in monete diverse dall'euro (in particolare il dollaro USA) e dallo sfasamento temporale tra la rilevazione per competenza dei ricavi e dei costi determinati in moneta diversa da quella di bilancio e la loro realizzazione finanziaria (rischio cambio di transazione). In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo del Gruppo e viceversa.

RISCHIO DI TASSO D'INTERESSE

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sui costi degli oneri finanziari netti.

RISCHIO COMMODITY

I risultati di Eni sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa.

RISCHIO CREDITO

Il rischio credito rappresenta l'esposizione di Eni a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Il rischio credito connesso al normale svolgimento delle operazioni commerciali è monitorato dalle unità di business sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali. Le società finanziarie di Eni adottano le linee guida definite dalla Direzione Finanziaria di Eni sulle caratteristiche dei soggetti idonei a essere controparte nei contratti di impiego di disponibilità e di utilizzo di strumenti finanziari, inclusi gli strumenti derivati. Eni non ha avuto casi significativi di mancato adempimento della controparte. Al 31 dicembre 2005 non vi sono concentrazioni significative di rischio credito.

RISCHIO LIQUIDITÀ

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili possano essere insufficienti a coprire le obbligazioni in scadenza. Allo stato attuale, Eni ritiene, attraverso la generazione di flussi di cassa, l'ampia diversificazione delle fonti di finanziamento e la disponibilità di linee di credito *committed* e *uncommitted*, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare i fabbisogni finanziari programmati.



70557-385

RISCHIO OPERATION

Le attività di Eni comportano per loro natura rischi industriali e ambientali e sono soggette nella maggior parte dei Paesi in cui Eni opera a leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente e la sicurezza industriale. Ad esempio, in Europa Eni possiede e gestisce impianti industriali, quali raffinerie e complessi petrolchimici, che presentano rischi elevati di incidenti e per i quali Eni ha adottato norme e standard di comportamento che soddisfano i criteri della "Direttiva Seveso II" dell'Unione Europea.

L'ampio spettro di attività di Eni comporta una vasta gamma di rischi operativi come esplosioni, incendi, emissioni di gas nocivi, fuoriuscite di prodotti tossici, produzione di rifiuti non biodegradabili.

Tali eventi possono danneggiare o distruggere i pozzi e le loro attrezzature, recare danni alle persone o all'ambiente circostante. Inoltre, poiché le attività di ricerca e produzione possono avvenire in zone ecologicamente sensibili, ciascun sito richiede un approccio specifico per ridurre al minimo l'impatto sull'ecosistema interessato, sulla biodiversità e sulla salute umana.

Eni ha adottato i migliori standard per la valutazione e la gestione dei rischi industriali e ambientali, conformando il proprio comportamento alle *best practice* dell'industria. Le unità di business nello sviluppo e nella gestione dell'attività, oltre ad applicare le leggi e i regolamenti dei Paesi in cui operano, valutano i rischi industriali e ambientali mediante procedure specifiche.

Nel 2003 è stato introdotto il Modello di Sistema di Gestione (MSG), procedura quadro applicata in tutte le unità operative, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi. Il modello è orientato alla prevenzione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle performance HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'*audit* di tali processi da parte di personale interno ed esterno. Al 31 dicembre 2005 sono stati svolti sei *audit* di sistema e quattro sono in programma nel corso del 2006.

Le eventuali emergenze ambientali sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurarle.

Eni è dotata di due sale emergenze (a Milano e a Roma) con sistemi informatici che raccolgono, su cartografia georeferenziata, tutti i dati relativi ai siti e alla logistica. Eni, oltre a disporre di una propria capacità di risposta con attrezzature sia proprie sia di terzi, ha attivato una serie di collaborazioni internazionali con l'obiettivo di migliorare la capacità di intervento in tutte le aree ove opera.

Nel 2005 ha impiegato oltre 2.000 unità equivalenti a tempo pieno, nell'ambito della attività HSE, nella prevenzione dei rischi ambientali, nella sicurezza e nella salute.

RISCHIO PAESE

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi di Eni è localizzata in paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere meno stabili dal punto di vista politico ed economico rispetto ai paesi dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale.

Al 31 dicembre 2005 circa il 73% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in tali paesi. Inoltre, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale; nel 2005 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da questi Paesi. Evoluzioni negative del quadro politico ed economico di questi Paesi possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare o di operare in condizioni economiche, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi.

Eni monitora costantemente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 100 Paesi dove ha investito o intende investire, con particolare riguardo alla valutazione degli investimenti dell'*upstream*. Il rischio paese è mitigato attraverso l'utilizzo di appropriate linee guida di gestione del rischio che Eni ha definito nella procedura "*Project risk assessment and management*".

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salvo diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.



Ambiente

ENI SPA

Nel 1999 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine al fine di accertare l'eventuale inquinamento del suolo e delle acque reflue che sfociano nel mare antistante la raffineria. Nel novembre 2002 è stato notificato l'atto di costituzione di parte civile da Italia Nostra e dall'Associazione Amici della Terra, con richiesta di risarcimento danni di 15.050 milioni di euro. All'esito dell'istruttoria dibattimentale, nel luglio 2003 il giudice competente ha pronunciato ordinanza con la quale, ravvisando la più grave ipotesi di cui all'art. 440 del codice penale (adulterazione di acque e di sostanze alimentari), ha disposto la trasmissione degli atti al Pubblico Ministero. Nel giudizio si sono costituite parti civili tre associazioni ambientaliste che hanno chiesto a titolo risarcimento danni la somma complessiva di 551 milioni di euro. Due delle tre associazioni hanno citato altresì la Raffineria di Gela SpA quale responsabile civile.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Gela ha promosso un'indagine in relazione ad asserite emissioni provocate da diversi impianti della raffineria di Gela che avrebbero causato effetti nocivi alla salute di cittadini di Gela, nonché per non avere dichiarato tali emissioni in violazione del D.P.R. n. 203/1988. L'indagine è sfociata in un decreto di citazione a giudizio per fatti avvenuti dal 1997. Si sono costituiti parte civile il Comune di Gela, la Provincia di Caltanissetta e altri, con richiesta di risarcimento danni di complessivi 878 milioni di euro. Il giudizio di 1° grado è pendente innanzi al Tribunale Penale di Gela.

Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un procedimento per presunto danneggiamento derivante dalle emissioni degli impianti dello stabilimento di Gela di proprietà di Polimeri Europa SpA, Syndial SpA (già EniChem SpA) e Raffineria di Gela SpA. Enti locali, associazioni ambientaliste, proprietari di terreni che sarebbero stati danneggiati si sono costituiti parte civile. Il 17 gennaio 2005 si è concluso il secondo incidente probatorio volto ad accertare quali siano le emissioni provenienti dal sito di Gela che avrebbero determinato i presunti danni lamentati. Il 3 febbraio 2006 è stato depositato l'avviso di conclusione delle indagini preliminari.

Nel giugno 2002, a seguito di un incendio verificatosi all'interno della raffineria di Gela, è stato iscritto un procedimento penale per il delitto di incendio colposo e reati ambientali e concernenti le bellezze naturali. Nell'ambito del conseguente procedimento penale, il 12 maggio 2004 si è svolta la prima udienza relativa al giudizio immediato.

Nel 2002 la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un'indagine penale concernente la raffineria di Gela a fine di verificare la qualità delle acque sotterranee presenti nell'area della raffineria. Le contestazioni mosse riguardano la violazione di norme ambientali in tema di inquinamento delle acque e dei suoli nonché un'ipotesi di smaltimento non autorizzato di rifiuti. Il giudice per le indagini preliminari il 7 novembre 2003 ha accolto la richiesta della Procura di procedere con incidente probatorio alla verifica dello stato dei serbatoi della raffineria stessa, nonché di accertare se da eventuali rotture degli stessi possano essersi verificate perdite di prodotti petroliferi nel terreno con possibile inquinamento delle falde sottostanti la raffineria. Lo stesso Giudice accogliendo un'ulteriore richiesta della Procura della Repubblica di Gela, il 3 novembre 2003, aveva disposto il sequestro preventivo di 92 serbatoi della raffineria, successivamente dissequestrati a eccezione di 9 che non interferiscono con la piena operatività ed efficienza della raffineria. La relazione depositata dai consulenti del Pubblico Ministero è in corso di esame nelle udienze di trattazione.

Nel marzo 2002 la Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un'indagine concernente l'attività della raffineria di Priolo per avvelenamento doloso di acque destinate al consumo umano e disposto una consulenza tecnica, in corso di espletamento, volta ad accertare se e in qual modo si siano verificate infiltrazioni di prodotti petroliferi provenienti dalla raffineria nella falda profonda, ivi compresa quella parte di essa che alimenta i pozzi di acqua utilizzati per il consumo umano nel territorio di Priolo. Il procedimento si trova nella fase di indagini preliminari. La Procura ha affidato a una società specializzata del settore il compito di verificare l'origine, le cause e l'estensione delle asserite infiltrazioni. A scopo meramente cautelativo, sono in avanzata fase di completamento gli interventi volti a: (i) mettere in sicurezza e a bonificare l'intera zona interessata dall'inquinamento; (ii) riallocare i pozzi eroganti acqua potabile in area ancora più distante e più a monte del sito industriale; (iii) installare un sistema di depurazione delle acque potabili. Con provvedimento del 1° giugno 2004 sono stati dissequestrati tutti i serbatoi della raffineria che il 17 aprile 2003 erano stati posti sotto sequestro, a eccezione di 5. La consulenza della società specializzata è stata depositata; le conclusioni sono ora opponibili agli indagati a seguito di incidente probatorio.

70557-387

In relazione a indagini giudiziarie sul fenomeno della subsidenza eventualmente imputabile alle attività minerarie, il 21 maggio 2004 il Nucleo Operativo Ecologico dei Carabinieri di Venezia, in esecuzione del provvedimento del Giudice dell'udienza preliminare presso il Tribunale di Rovigo, ha posto sotto sequestro preventivo i giacimenti Dosso degli Angeli, Angela/Angelina - Ravenna Mare Sud e le piattaforme e i pozzi ivi esistenti. Il 10 giugno 2004, su ricorso della difesa, il Tribunale del riesame di Rovigo ha ordinato il dissequestro dei giacimenti Angela/Angelina - Ravenna Mare Sud e delle piattaforme e pozzi ivi esistenti, decisione confermata il 10 marzo 2005 dalla Corte di Cassazione. Il 5 febbraio 2003, con analogo provvedimento del Tribunale di Rovigo, era stato eseguito il sequestro preventivo della piattaforma Naomi/Pandora, dei pozzi Naomi 4 Dir, Naomi 2 Dir, 3 Dir - Pandora 2 Dir e della condotta sottomarina per il trasporto della produzione a Casalborgorsetti. Eni ritiene di avere sempre agito nel rispetto delle leggi munita delle necessarie autorizzazioni. Tenuto conto dei rilievi dei consulenti della Procura della Repubblica presso il Tribunale di Rovigo, da cui traggono origine le richieste di sequestro, Eni ha costituito una commissione scientifica, indipendente e interdisciplinare, presieduta dal prof. Enzo Boschi, professore ordinario di sismologia presso l'Università degli Studi di Bologna e presidente dell'Istituto nazionale di geofisica e vulcanologia, e composta dai maggiori esperti internazionali di subsidenza derivante dall'estrazione di idrocarburi, con il compito di verificare la misura, gli effetti e gli eventuali strumenti più opportuni per neutralizzare o ridurre quei fenomeni che fossero imputabili all'estrazione di idrocarburi da parte di Eni nel ravennate e nel Nord Adriatico sia a terra sia a mare. La Commissione ha prodotto uno studio dal quale risulta che non sono ipotizzabili pericoli per la pubblica incolumità o danni all'ambiente né constano a livello mondiale incidenti concernenti la pubblica incolumità originati dalla subsidenza indotta dalla produzione di idrocarburi. Lo studio inoltre evidenzia che Eni utilizza le più avanzate tecniche esistenti per la previsione, la misurazione e il controllo del suolo. Il procedimento è in fase di dibattimento di primo grado e vi sono state alcune richieste di costituzione di parte civile, tra cui la Provincia e la Regione Veneto.

ENIPOWER SPA

Nell'autunno 2004 la Procura della Repubblica di Rovigo ha aperto un'indagine per reati asseritamente consumati di EniPower relativi ad attività di gestione di rifiuti non autorizzata in riferimento a terreni di scavo per la nuova centrale di Mantova di EniPower. È attesa la decisione sulla richiesta, depositata l'11 novembre 2005 dall'EniPower, di archiviazione delle indagini. Il ricorso è stato presentato dalla rappresentante legale della società.

POLIMERI EUROPA SPA

Avanti al Tribunale di Gela si sono svolti due procedimenti penali connessi, uno relativo all'attività del Forno F3001 e all'attività dell'impianto ACN (utilizzo del residuo FOK) entrambi conclusi con sentenza di condanna degli imputati. Le sentenze sono state impugnate. Nel procedimento relativo al Forno F3001 è stato disposto il rinvio al giudice civile per la liquidazione del danno ambientale a favore della Provincia di Caltanissetta.

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA)

Nel 1992 il Ministero dell'ambiente ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Brescia l'EniChem SpA e la Montecatini SpA chiedendo in via principale la loro condanna al ripristino dell'ambiente inquinato dalle attività dello stabilimento di Mantova nel periodo dal 1976 al 1990; in via subordinata, in caso di impossibilità di ripristino, al risarcimento del danno ambientale da determinarsi in corso di causa e comunque in misura non inferiore a 136 milioni di euro, oppure in via equitativa. L'EniChem ha acquisito lo stabilimento di Mantova nel giugno 1989 nell'ambito dell'operazione Enimont e, al riguardo, sussiste l'obbligo della Edison SpA di manlevarla e/o indennizzarla degli oneri eventualmente connessi a danni causati a terzi dall'esercizio degli impianti e delle strutture industriali, prima dell'apporto da parte di Montedison, ancorché manifestatisi successivamente. Con accordo transattivo recentemente perfezionato Edison ha definito il risarcimento del danno ambientale relativo al periodo della sua gestione liberando, per lo stesso titolo, anche Syndial. La causa proseguirà per il presunto danno relativo al periodo 1989-1990.

Con procedimento penale aperto nel 1997 avanti al Tribunale di Venezia sono state contestate imputazioni connesse alla gestione di impianti di Porto Marghera dai primi anni '70 al 1995 e ai presunti danni alla salute e all'ambiente che ne sarebbero derivati. Con sentenza del 2 novembre 2001 il Tribunale di Venezia ha assolto con formula piena tutti gli imputati. Avverso la sentenza assolutoria hanno presentato appello il Pubblico Ministero, l'Avvocatura dello Stato per il Ministero dell'ambiente e per la Presidenza del Consiglio, 5 enti pubblici territoriali, 12 associazioni ed enti e 48 persone fisiche. Con sentenza del 15 dicembre 2004 la Corte di Appello di Venezia ha sostanzialmente confermato la sentenza di primo grado riformandone solo alcuni punti marginali. Per quanto riguarda alcuni imputati di Eni e di Syndial la Corte di Appello ha dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione in

ordine ad alcune contravvenzioni al D.P.R. 962/1973 (legge su Venezia) e in ordine al reato di cui all'art. 437, 1° comma codice penale, confermando per tutto il resto la sentenza di assoluzione del Tribunale di Venezia. Tutte le parti hanno proposto ricorso per Cassazione. Nel gennaio 2006 Eni e Syndial hanno sottoscritto con la Presidenza del Consiglio e il Ministero dell'ambiente un accordo transattivo con il quale, fra l'altro, a fronte del pagamento di 40 milioni di euro, la Presidenza del Consiglio e il Ministero dell'ambiente rinunciano al ricorso per Cassazione proposto, si impegnano a revocare la costituzione di parte civile nel processo *de quo*, rinunciando a qualsiasi pretesa di risarcimento del danno ambientale per i fatti relativi alla gestione del Petrochimico di Porto Marghera fino alla data di sottoscrizione dell'accordo. L'ammontare versato trova copertura nell'apposito fondo rischi.

Nel 2000 la Procura della Repubblica di Brindisi ha avviato un procedimento penale nei confronti di 68 persone appartenenti alle società che fino dai primi anni '60 si sono avvicendate nella proprietà e gestione degli impianti di produzione di dicloroetano, cloruro di vinile monomero e di policloruro di vinile gestiti dall'EniChem SpA nel periodo dal 1983 al 1993. Le indagini preliminari si sono chiuse con la richiesta di archiviazione da parte della Procura nei confronti degli indagati di provenienza EniChem. Le parti civili hanno proposto una serie di opposizioni, a seguito delle quali si è aperto il giudizio di opposizione. Il Pubblico Ministero ha chiesto il rigetto dell'opposizione sostenendo la fondatezza della richiesta di archiviazione.

Con atto di citazione notificato il 18 dicembre 2002 l'EniChem SpA è stata convenuta in giudizio avanti al Tribunale di Venezia, unitamente ad Ambiente SpA (incorporata nella Syndial) e a European Vinyls Corporation Italia SpA (EVC Italia), dalla provincia di Venezia la quale ha chiesto la condanna in solido delle società convenute al risarcimento del danno ambientale, non quantificato, che sarebbe stato arrecato alla laguna di Venezia dalle attività dei rispettivi impianti del petrolchimico di Porto Marghera che hanno costituito oggetto di due procedimenti penali a carico di dirigenti e dipendenti delle medesime società. EVC Italia, nel costituirsi, ha esercitato, in via subordinata all'accertamento dell'infondatezza della pretesa della Provincia, azione di regresso nei confronti di EniChem e di Ambiente. Le istanze istruttorie sono state depositate, si è in attesa che il giudice sciolga la riserva in merito.

Il 16 gennaio 2003 il Tribunale di Siracusa ha emesso misure cautelari personali nei confronti di alcuni dipendenti dello stabilimento di Priolo dell'EniChem SpA e della Polimeri Europa SpA nel quadro di indagini giudiziarie aventi a oggetto la gestione, asseritamente illecita, del ciclo dei rifiuti liquidi e solidi dalla loro produzione sino al loro smaltimento, aggiudicandosi al contempo un ingiusto profitto per il risparmio conseguente al mancato regolare smaltimento. Polimeri Europa ed EniChem si sono costituite parti civili. È stata notificata agli indagati la conclusione delle indagini preliminari con la conferma dei capi di imputazione, inizialmente contestati. Nel corso delle indagini è stata riscontrata la presenza di mercurio in mare. La Procura della Repubblica di Siracusa ha pertanto avviato una seconda indagine avente a oggetto lo stato di contaminazione dei sedimenti e della fauna marina della rada di Augusta. Secondo l'ipotesi d'accusa, il mercurio asseritamente sversato a mare avrebbe determinato il danneggiamento dell'ittiofauna e, conseguentemente, l'insorgenza di malformazioni fetali e interruzioni di gravidanza attraverso il consumo di pesce contaminato da mercurio e proveniente dalla rada di Augusta. L'impianto clorosoda, risalente alla fine degli anni '50, è pervenuto alla Syndial nel 1989, nell'ambito degli apporti Montedison in Enimont; è stato pertanto possibile dimostrare alla Procura della Repubblica l'irrelevanza causale, ai fini dei reati contestati ai responsabili dello stabilimento di Priolo, del comportamento dei dipendenti Syndial. Il 15 marzo 2006, il Giudice delle indagini preliminari, accogliendo la richiesta del Pubblico Ministero, ha disposto l'archiviazione del procedimento nei confronti dei dipendenti Syndial per irrilevanza del contributo causale nell'inquinamento del mare da mercurio.

Con atto di citazione notificato il 14 aprile 2003, il Presidente della Giunta Regionale della Calabria, nella sua qualità di Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione Calabria, ha intentato nei confronti dell'EniChem SpA un'azione di risarcimento per danni ambientali quantificati in circa 129 milioni di euro e danni patrimoniali e non patrimoniali stimati in 250 milioni di euro (oltre a interessi e rivalutazione) provocati dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA (incorporata nell'EniChem) nel territorio del Comune di Crotona e in quelli limitrofi. Il 6 giugno 2003, EniChem SpA si è costituita in giudizio, chiedendo in via principale il rigetto delle domande attoree e in via riconvenzionale il pagamento di tutti i costi e le spese sostenute per i procedimenti di bonifica già avviati. La Provincia di Crotona è intervenuta nella causa in adesione alle domande del Commissario spiegando autonoma domanda di danni quantificabili in 300 milioni di euro. Nell'udienza del 5 luglio 2005 è stata sollevata la pregiudiziale relativa alla rituale rappresentanza in giudizio del Commissario Delegato, che, a pena d'invalidità della sua costituzione, avrebbe dovuto sin dall'inizio essere difeso dall'Avvocatura dello Stato. La causa è stata rimessa in decisione ex art. 187 del c.p.c. per la soluzione di tale questione.

Con atto di citazione notificato il 21 ottobre 2004, la Regione Calabria ha convenuto Syndial avanti al Tribunale di Milano al fine di ottenerne la condanna al risarcimento del danno ambientale, in via condizionale "per l'ipotesi che nelle more del giudizio intervenga la cessazione dell'Ufficio del Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nel territorio della Regione Calabria". La

Regione ha chiesto il riconoscimento e la liquidazione dell'intero ammontare del danno già chiesto dal Commissario Delegato nel giudizio instaurato nel 2003, indicato dalla Regione in oltre 800 milioni di euro. La prossima udienza è fissata al 30 marzo 2006 per l'ammissione dei mezzi di prova.

Con atto di citazione notificato il 28 febbraio 2006 la Presidenza del Consiglio, il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio, il Commissario Delegato per l'emergenza ambientale nella Regione Calabria, rappresentate dall'Avvocatura dello Stato, hanno convenuto Syndial davanti al Tribunale di Milano al fine di ottenere l'accertamento, la quantificazione e il risarcimento del danno ambientale (sotto le diverse componenti dell'inquinamento del suolo, dell'aria e delle acque, considerando i riflessi a carico dell'ambiente, delle condizioni di vita in generale e della salute degli abitanti) provocato dall'attività industriale svolta dalla Pertusola Sud SpA nel territorio del Comune di Crotona e in quelli limitrofi. Inoltre, le Amministrazioni citate richiedono che si provveda all'accertamento della responsabilità di Syndial in relazione agli oneri, sostenuti e da sostenere, per la bonifica e il ripristino delle aree, oneri quantificati a oggi in circa 129 milioni di euro. Il procedimento è collegato quanto al *petitum* e *causa petendi* alle cause intentate avanti al medesimo Tribunale dal Commissario Straordinario e dalla Regione Calabria.

Con atto di citazione notificato nel marzo 2004, la Sitindustrie SpA, che nel 1996 ha acquistato dall'Enirisorse (ora incorporata in Syndial SpA) lo stabilimento di Paderno Dugnano, ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Milano la Syndial SpA chiedendo di accertare la responsabilità di quest'ultima nell'inquinamento dei terreni e la condanna della convenuta al risarcimento dei danni nella misura minima necessaria alla bonifica. Syndial si è costituita eccependo tra l'altro il difetto di legittimazione dell'attrice. L'udienza per la precisazione delle conclusioni è fissata per il 5 aprile 2006.

Con atto di citazione notificato nell'ottobre 2004 la Sitindustrie ha instaurato un giudizio analogo al precedente, con le medesime domande nei confronti della Syndial, relativamente al ramo d'azienda per la produzione di prodotti e semilavorati in rame e leghe, sito in Pieve Vergonte. L'udienza per l'ammissione dei mezzi di prova è stata fissata per il 5 aprile 2006.

Con atto di citazione notificato nel maggio 2003, il Ministro dell'ambiente ha convenuto in giudizio avanti al Tribunale di Torino la Syndial SpA chiedendo il risarcimento del danno ambientale quantificato in 2.396 milioni di euro in relazione all'inquinamento da DDT del Lago Maggiore asseritamente provocato dallo stabilimento di Pieve Vergonte. Il 1° marzo 2006 l'Avvocatura dello Stato in sede di tentativo di conciliazione espletato dal Giudice ha formulato una proposta transattiva che prevede il pagamento da parte di Syndial del 10% della richiesta di risarcimento danni pari a 239 milioni di euro.



Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto alla Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento dei danni ambientali. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale l'EniChem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di 53,5 milioni di euro e un massimo di 78,5 milioni di euro, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Nel giudizio infatti Syndial ha convenuto, al fine di esserne garantita, la Rumianca SpA, la Sir Finanziaria SpA e la Sogemo SpA, che in precedenza erano state proprietarie del sito. È stata disposta la C.T.U. con il compito di accertare il danno ambientale residuale dopo gli interventi di ripristino ambientale già effettuati da Agricoltura e quelli successivamente svolti da EniChem/Syndial. La C.T.U., articolata secondo tre quesiti, si è conclusa con il deposito della relazione finale le cui risultanze quantificano il danno ambientale in circa 15 milioni di euro. La causa attende di essere assegnata ad altro giudice essendo decaduto il giudice onorario alla quale era precedentemente assegnata.

Fiscale

ENI SPA

Con decreto dirigenziale del 6 dicembre 2000 la Regione Lombardia ha affermato l'imponibilità del metano impiegato per la produzione di energia elettrica ai fini dell'addizionale regionale dell'imposta erariale di consumo, relativamente alla quale la Snam (incorporata in Eni SpA nel 2002) agisce quale sostituto d'imposta nei confronti dei propri clienti. In considerazione delle perduranti incertezze interpretative, lo stesso decreto prevedeva i termini entro i quali le aziende erogatrici potevano corrispondere il tributo senza oneri sanzionatori. La Snam e le altre aziende erogatrici di Eni non hanno inteso avvalersi di tale possibilità perché ritengono il gas impiegato per la produzione di energia elettrica al di fuori del campo di applicazione dell'addizionale. Al riguardo è stata chiesta un'interpretazione ufficiale al Ministero dell'economia e delle finanze. Il Ministero con risoluzione del 29 maggio 2001 ha confermato l'inapplicabilità dell'imposta. La Snam, considerata l'indisponibilità della Regione a recepire la risoluzione ministeriale e a revocare il decreto dirigenziale, ha presentato ricorso al Consiglio di Stato che con sentenza notificata il 18

marzo 2002 ha dichiarato la materia non di competenza del giudice amministrativo. In relazione a ciò, se la Regione dovesse notificare gli atti impositivi per chiedere l'addizionale, Eni impugnerà gli stessi avanti il giudice competente. In precedenza la Regione Lombardia aveva stabilito con L.R. n. 27/2001 che dal 1° gennaio 2002 non è più dovuta l'addizionale oggetto del giudizio, ma ha dichiarato comunque dovuti i relativi tributi sorti anteriormente a tale data. Il termine ordinario di prescrizione dell'azione di accertamento dei tributi in oggetto è quinquennale. Pertanto, tenuto conto della sospensione dal 18 aprile al 31 ottobre 2002 dei termini tributari disposta dalla legge n. 131/2002, il suo esercizio non sarà possibile oltre il 16 luglio 2007.

Nel corso del 2003 la Circonscrizione Doganale di Taranto ha notificato a Eni SpA, quale incorporante dell'AgipPetroli SpA, 147 avvisi di accertamento e di rettifica di altrettante bollette di importazione di prodotti finiti e semilavorati effettuate dalla raffineria di Taranto negli anni 2000, 2001 e 2002. La contestazione riguardava diritti di confine (dazi di importazione e Iva relativa) di circa 24 milioni di euro non pagati dalla Società, perché i prodotti importati erano stati destinati a lavorazioni rientranti fra i trattamenti definiti per i quali la Tariffa Doganale Comune prevede l'esenzione daziaria. Gli avvisi di accertamento non contenevano la determinazione delle sanzioni amministrative previste dalla legge doganale tra il minimo di una volta e il massimo di dieci volte i diritti non corrisposti. Alla Società è stata contestata la mancanza dell'autorizzazione amministrativa per usufruire dell'esenzione daziaria prevista in caso di trattamento definito dei prodotti importati. Ritenendo il proprio comportamento corretto, anche alla luce della Circolare 20/D/2003, la Società ha avviato il procedimento per la risoluzione in via amministrativa previsto dalla normativa doganale chiedendo altresì al Direttore Regionale della Puglia l'annullamento in via di autotutela degli avvisi di accertamento ricevuti. Con provvedimento del 26 novembre 2004 il Direttore Regionale della Puglia ha accolto le ragioni della Società ponendo fine al contenzioso in essere con l'annullamento in autotutela dei 147 avvisi di accertamento contestati.

Tuttavia il 12 marzo 2004 il Comando Nucleo Regionale Polizia Tributaria Puglia ha notificato alla Società un processo verbale di constatazione con il quale viene ipotizzato il reato di contrabbando aggravato e di falso in atto pubblico relativamente alle importazioni già oggetto degli avvisi di accertamento della Dogana di Taranto e ad altre avvenute tra il gennaio 1999 e il febbraio 2003. Con il processo verbale redatto dalla Guardia di Finanza e inviato al Procuratore della Repubblica presso il Tribunale di Taranto, è stato contestato l'omesso pagamento di diritti di confine (dazi e Iva relativa) di circa 26 milioni di euro, riproponendo le stesse motivazioni già eccepite dalla Dogana di Taranto respinte dal provvedimento con il quale il Direttore Regionale ha posto fine al contenzioso in sede amministrativa. Con decreto del 20 gennaio 2006, il Giudice delle indagini preliminari del Tribunale di Taranto ha disposto l'archiviazione del procedimento, ponendo fine al contenzioso.

Con avviso di accertamento dell'imposta comunale sugli immobili (ICI) emesso dal Comune di Pineto (TE) e notificato a Eni SpA, in qualità di incorporante dell'Agip SpA, il 29 dicembre 1999, è stata contestata l'omessa presentazione della dichiarazione, nonché l'omesso versamento ICI per gli anni dal 1993 al 1998 relativamente a quattro piattaforme petrolifere per l'estrazione di idrocarburi installate nelle acque territoriali del Mare Adriatico prospiciente la Regione Abruzzo. Conseguentemente è stato chiesto il pagamento di una somma complessiva di circa 17 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi. Avverso tale avviso di accertamento è stato proposto ricorso con il quale è stato eccepito in via preliminare la carenza del potere impositivo del Comune in quanto il mare territoriale nel quale sono installate le piattaforme non rientra nel territorio comunale e, nel merito, la mancanza degli altri presupposti oggettivi previsti per l'applicazione dell'ICI. Il ricorso è stato accolto nei primi due gradi di giudizio; in particolare con la sentenza della Commissione Tributaria Provinciale di Teramo del 15 gennaio 2001, depositata il 28 maggio 2001 e con la sentenza della Commissione Tributaria Regionale de L'Aquila del 20 gennaio 2003, depositata il 10 marzo 2003. La Corte Suprema di Cassazione con la sentenza del 21 febbraio 2005, depositata il 27 giugno 2005, ha invece riconosciuto il potere impositivo del Comune anche sulle acque territoriali e ha conseguentemente cassato la sentenza impugnata rinviando per la decisione di tutti gli altri motivi ad altra sezione della Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo. Il 28 dicembre 2005, per le medesime piattaforme petrolifere, il Comune di Pineto ha notificato a Eni SpA analogo avviso di accertamento dell'imposta comunale sugli immobili del 22 dicembre 2005, per gli anni dal 1999 al 2004, con il quale è stato chiesto il pagamento di una somma complessiva di circa 24 milioni di euro a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi, avverso il quale sarà proposto ricorso.

ENI DACIÓN BV

Nell'agosto 2005 l'Amministrazione finanziaria della Repubblica del Venezuela ha notificato alla filiale locale di Eni Dación BV quattro avvisi di accertamento relativi all'imposta sul reddito dovuta per gli esercizi 2001, 2002, 2003 e 2004 che negando la deducibilità di alcuni costi: (i) azzerano le perdite dichiarate per tali esercizi di complessivi 910 miliardi di bolivares (425 milioni di dollari USA); (ii) determinano per gli stessi esercizi un reddito imponibile di complessivi 115 miliardi di bolivares (54 milioni di dollari USA); (iii) contestano un'imposta dovuta di 52 miliardi di bolivares (24 milioni di dollari USA) determinata con l'aliquota

70557-391

del 50% invece che con quella del 34% applicata da tutte le società che svolgono la stessa attività di Eni Dación BV. In particolare viene negata la deducibilità: (i) degli interessi dovuti ad altre società del Gruppo che hanno erogato finanziamenti denominati in dollari USA; (ii) delle perdite su cambio iscritte in bilancio relativamente a tali finanziamenti originate dalla progressiva svalutazione della moneta venezuelana. Gli avvisi di accertamento notificati hanno natura preliminare e perciò non impongono il versamento delle imposte accertate e non contengono la determinazione delle sanzioni (da un minimo del 10% a un massimo del 250%), né degli interessi di mora (tasso medio del periodo pari a circa il 23%). La Società ha presentato ricorso amministrativo per chiedere l'annullamento degli avvisi di accertamento. Entro la fine di ottobre 2006 l'Amministrazione finanziaria dovrà pronunciarsi annullando o confermando in tutto o in parte le contestazioni formulate. In caso di conferma, saranno notificati gli avvisi di accertamento definitivi avverso i quali è possibile presentare un ulteriore ricorso amministrativo o adire direttamente l'Autorità giudiziaria. Eni ha effettuato uno stanziamento a fondo rischi.

AGIP KARACHAGANAK BV

Nel luglio 2004 le competenti autorità kazake hanno notificato alle società Agip Karachaganak BV e Agip Karachaganak Petroleum Operating BV, rispettivamente azionista e società operatrice del contratto di Karachaganak, gli esiti di audit fiscali relativi agli esercizi 2000-2003. In sintesi le contestazioni riguardano il mancato pagamento di imposte in quota Eni per 43 milioni di dollari e la compensazione anticipata di crediti VAT in quota Eni per 140 milioni di dollari, con conseguente addebito di interessi e penali per complessivi 128 milioni di dollari. Entrambe le società hanno presentato ricorso. A seguito dell'accordo raggiunto il 18 novembre 2004 e di successivi incontri, le contestazioni originarie si sono ora ridotte a 26 milioni di dollari in quota Eni; importo comprensivo di imposte, sovrattasse e interessi. Gli incontri proseguono. Eni ha effettuato uno stanziamento al fondo rischi.

SNAM RETE GAS SPA

La Regione Sicilia con legge regionale del 26 marzo 2002, n. 2 ha istituito un tributo ambientale sulla proprietà di condotte di prima specie, con pressione massima di esercizio superiore a 24 bar, ricadenti nel proprio territorio. Il tributo è entrato in vigore a decorrere dall'aprile 2002. Snam Rete Gas SpA ha promosso le iniziative necessarie per salvaguardarsi dagli effetti del provvedimento notificando ricorso alla Commissione tributaria provinciale di Palermo e presentando denuncia alla Commissione Europea in vista dell'apertura di una procedura di infrazione nei confronti dello Stato italiano. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, pur riconoscendo l'onere relativo al tributo come costo operativo dell'attività di trasporto, ha subordinato l'inserimento in tariffa alla dichiarazione definitiva di legittimità del tributo da parte delle autorità competenti. Con sentenza del 20 dicembre 2002 il TAR ha ritenuto la norma siciliana istitutiva del tributo in contrasto con l'ordinamento comunitario. Sulla base della sentenza, dal dicembre 2002 Snam Rete Gas ha sospeso i pagamenti. L'onere complessivo sostenuto è stato di 86,1 milioni di euro. La Regione Sicilia nel gennaio 2003 ha presentato ricorso al Consiglio di Stato contro la sentenza del TAR nella parte in cui dichiara, in via incidentale, il contrasto del tributo regionale con l'ordinamento comunitario. La Commissione Europea, il 16 dicembre 2003, ha ritenuto che la Repubblica Italiana, per effetto dell'istituzione del tributo ambientale siciliano, sia venuta meno agli obblighi comunitari nonché all'accordo di cooperazione tra la Comunità Economica Europea e la Repubblica Democratica Popolare di Algeria; il tributo ambientale, secondo la Commissione, viola la Tariffa Doganale Comune nella misura in cui altera la parificazione degli oneri doganali gravanti sulle merci importate da paesi terzi, rischia di creare sviamenti di traffico nei rapporti con questi paesi e distorsioni nella libera circolazione o nelle condizioni di concorrenza tra gli Stati membri. La Commissione con proprio parere motivato del 7 luglio 2004 ha formalmente chiesto all'Italia di abrogare il tributo. Lo Stato italiano, entro il termine di due mesi dal ricevimento del parere, non ha provveduto all'abrogazione del tributo; pertanto il 20 dicembre 2004 la Commissione Europea ha trasmesso gli atti alla Corte di Giustizia Europea perché si pronunci con sentenza. Relativamente agli aspetti tributari, la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo, con sentenza depositata il 5 gennaio 2004 e confermata in appello dalla Commissione Tributaria Regionale di Palermo con sentenza depositata il 4 marzo 2005, ha dichiarato illegittimo il tributo ambientale della Regione Sicilia perché in contrasto con la normativa comunitaria e ha accolto il ricorso presentato da Snam Rete Gas per il rimborso della prima rata versata nel mese di aprile 2002 di 10,8 milioni di euro, disponendo la restituzione di tale somma da parte della Regione Sicilia. La Regione Sicilia il 4 maggio 2004 ha dato esecuzione alla sentenza. Relativamente alle restanti sette rate del tributo versate successivamente all'aprile 2002 (75,3 milioni di euro), la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo, con sentenza depositata il 5 gennaio 2005, ha confermato l'illegittimità del tributo ambientale e ha condannato la Regione Sicilia alla restituzione delle somme pagate da Snam Rete Gas, oltre agli interessi di legge a decorrere dalla domanda giudiziale di rimborso. La Regione Sicilia ha presentato ricorso contro tale decisione avanti la Commissione Tributaria Regionale di Palermo; l'udienza è stata fissata al 5 aprile 2006. Relativamente alla rata di dicembre 2002 non versata, il 3 novembre 2003 la Regione Sicilia ha notificato alla Società un avviso di liquidazione per imposta, sanzioni e interessi (pari complessivamente a 14,2 milioni di euro). La Snam Rete Gas ha presentato ricorso e contestuale istanza di sospensione della riscossione contro l'avviso di liquidazione emesso dalla Regione Sicilia avanti alla

Commissione Tributaria Provinciale di Palermo. Quest'ultima, con sentenza depositata il 25 giugno 2004 e confermata in appello dalla Commissione Tributaria Regionale di Palermo con sentenza del 7 marzo 2005, ha accolto il ricorso di Snam Rete Gas disponendo l'annullamento dell'avviso di liquidazione emesso dalla Regione Sicilia.

L'onere del tributo in ogni caso non graverà su Snam Rete Gas perché qualora il tributo fosse ritenuto illegittimo nelle altre sedi giudiziarie, la società avrà diritto alla restituzione delle somme versate; in caso contrario, l'Autorità ha previsto con le delibere n. 146/2002 e n. 71/2003 la sua inclusione in tariffa con effetto automatico e retroattivo.

Altri procedimenti giudiziari o arbitrali

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA) - SERFACTORING SPA

Nel 1991 Agrifactoring SpA ha avviato un'azione giudiziaria avanti il Tribunale di Roma contro Serfactoring SpA (società partecipata al 49% dalla Sofid SpA, a sua volta controllata da Eni SpA). La pretesa ha per oggetto crediti per 182 milioni di euro (oltre interessi e rivalutazione) relativi a forniture di fertilizzanti che originariamente erano vantati dall'EniChem Agricoltura SpA (successivamente Agricoltura SpA in liquidazione, incorporata nell'EniChem SpA, oggi Syndial SpA) e Terni Industrie Chimiche SpA (incorporata da Agricoltura SpA, in liquidazione) nei confronti di Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche cedevano questi crediti a Serfactoring, che poi conferiva ad Agrifactoring mandato per il loro incasso. Agrifactoring garantiva di pagare l'ammontare di tali crediti a Serfactoring a prescindere dall'effettivo incasso. Successivamente alla messa in liquidazione dell'Agrifactoring il liquidatore ha avviato nel 1991 il suddetto procedimento contro Serfactoring per chiedere la restituzione della somma di 182 milioni di euro già versata a Serfactoring, affermando che si era verificata la decadenza della garanzia di pagamento a suo tempo pattuita in conseguenza dell'intervenuta messa in liquidazione del debitore Federconsorzi. Agricoltura e Terni Industrie Chimiche nonché Serfactoring in via riconvenzionale, nell'ambito del giudizio contro quest'ultima proposto, hanno agito a loro volta contro Agrifactoring in liquidazione chiedendo la somma complessiva di 97 milioni di euro circa a titolo di risarcimento dei danni, importo corrispondente all'ammontare complessivo delle fatture emesse nei confronti di Federconsorzi rimaste insolute. Questo ammontare è stato successivamente ridotto a 46 milioni di euro circa a seguito del pagamento parziale dei crediti originari da parte del liquidatore della Federconsorzi e di altre compensazioni. Le cause riunite sono state decise dal Tribunale con sentenza parziale depositata il 24 febbraio 2004: la domanda di Agrifactoring è stata rigettata e quest'ultima è stata condannata al risarcimento del danno in favore di Serfactoring e Agricoltura, da determinare nel proseguimento del giudizio. Agrifactoring ha appellato la predetta sentenza parziale avanti la Corte d'Appello di Roma chiedendo l'annullamento della sentenza impugnata e l'accoglimento di tutte le domande formulate in primo grado. In particolare, Agrifactoring ha chiesto la condanna di Serfactoring al pagamento della somma di circa 180 milioni di euro e il rigetto di tutte le domande di parte avversa, con condanna alle spese del doppio grado di giudizio. La causa pendente in grado di appello inizialmente rinviata all'udienza collegiale del 16 marzo 2007, è stata anticipata al 27 ottobre 2006 su istanza di Agrifactoring. Il Giudice Onorario Aggregato del Tribunale di Roma, presso cui è pendente il giudizio di primo grado per la sola determinazione dell'ammontare del risarcimento dei danni in favore di Serfactoring e Agricoltura, con ordinanza depositata il 18 maggio 2005, ha disposto la sospensione del giudizio, ai sensi dell'art. 295 c.p.c., sino alla pubblicazione della sentenza della Corte d'Appello di Roma. Avverso tale provvedimento sospensivo del giudizio di primo grado, Serfactoring, congiuntamente con Syndial, ha proposto il 23 giugno 2005 regolamento di competenza ex art. 42 c.p.c. innanzi alla Corte di Cassazione, chiedendo l'annullamento del provvedimento stesso e la rimessione della causa innanzi al Giudice che lo ha emesso.

SYNDIAL SPA (EX ENICHEM SPA)

Nel corso del 2002 l'EniChem SpA è stata convenuta avanti al Tribunale di Milano, dalla ICR Intermedi Chimici di Ravenna Srl, con atto di citazione con il quale la stessa, in relazione a un presunto inadempimento di un contratto preliminare di compravendita di un'area industriale in Ravenna, chiede all'EniChem un risarcimento danni di circa 46 milioni di euro, di cui circa 3 per danni emergenti e circa 43 per lucro cessante. Con sentenza dell'11 ottobre 2005, il Tribunale di Milano ha rigettato tutte le domande della ICR condannandola a rifondere alla Syndial le spese di lite. La ICR, con atto di citazione notificato il 30 dicembre 2005, ha proposto appello contro tale decisione.

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

ENI SPA

Nel marzo 1999 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, a conclusione dell'istruttoria avviata nel 1997, ha: (i) riscontrato da parte della Snam SpA (incorporata in Eni SpA nel 2002) l'abuso di posizione dominante nel mercato del trasporto e distribuzione primaria del gas naturale in relazione alle tariffe di vettoriamento applicate e all'ammissibilità dei produttori al vettoria-

70557-393

mento; (ii) irrogato la sanzione pecuniaria di 2 milioni di euro; (iii) chiesto l'eliminazione delle infrazioni accertate. La Snam, nella convinzione di aver operato nel pieno rispetto delle disposizioni di legge, ha impugnato il provvedimento in questione avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per il Lazio, chiedendone incidentalmente la sospensione degli effetti. Con ordinanza del 26 maggio 1999, il Tribunale Amministrativo Regionale, rilevando tra l'altro come le prescrizioni imposte alla ricorrente sembrano essere in contrasto con il quadro di riferimento delineato dalla legge n. 9/1991 e con le linee ispiratrici della direttiva 98/30/CE, ha accolto la richiesta di sospensiva. L'Autorità garante della concorrenza e del mercato non ha impugnato la decisione sospensiva del Tribunale Amministrativo Regionale. È pendente avanti al Tribunale Amministrativo Regionale il giudizio di merito sulla questione.

Con provvedimento del 9 dicembre 2004, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha avviato un'istruttoria avente a oggetto i rifornimenti di carburante per aviazione (*jet fuel*). Il procedimento è stato aperto nei confronti di sei società petrolifere nazionali, tra cui Eni, e di alcune società, controllate congiuntamente dalle società petrolifere, che svolgono attività di stoccaggio e messa a bordo dei carburanti negli aeroporti di Roma Fiumicino, Milano Linate e Milano Malpensa. L'istruttoria è volta ad accertare la sussistenza di una presunta infrazione del divieto di intese restrittive della libertà di concorrenza, che consisterebbe nella ripartizione tra le società petrolifere delle quote relative alle forniture di prodotto alle compagnie aeree. Il 22 dicembre 2005 l'Autorità ha trasmesso le risultanze preliminari dell'istruttoria riguardanti: (i) la presenza di un flusso di informazioni a favore delle società petrolifere, legato al funzionamento delle società comuni di stoccaggio e messa a bordo; (ii) la barriera all'ingresso di nuovi operatori nelle società comuni; (iii) il prezzo del *jet fuel* che si colloca su livelli più alti rispetto a quelli dei mercati esteri. Il termine di conclusione del procedimento è stato differito dal 31 marzo al 31 maggio 2006.

Il 28 aprile 2005 si è svolto un accertamento, disposto dalla Commissione delle Comunità Europee con decisione del 18 aprile, per verificare l'eventuale partecipazione di Eni SpA e delle sue controllate a intese o pratiche concordate, restrittive della concorrenza, nel settore delle paraffine. L'asserito comportamento anticoncorrenziale consisterebbe: (i) nella fissazione e nell'aumento dei prezzi; (ii) nella ripartizione di consumatori; (iii) nello scambio di segreti commerciali, quali le capacità di produzione e i volumi delle vendite. Il 3 novembre 2005, la Commissione ha chiesto informazioni in merito all'attività del Gruppo Eni nel settore delle paraffine e ad alcuni documenti acquisiti nel corso dell'ispezione. Eni ha fornito gli elementi informativi chiesti il 29 novembre 2005.

Lo U.S. Department of Justice - Antitrust Division, il 28 aprile 2005 ha notificato a Eni Petroleum Co Inc, nella sede di Houston (USA) una "subpoena" con la richiesta di fornire documenti e informazioni sull'attività relativa alle cere e una prova testimoniale per il 20 giugno 2005. La società ha formalmente risposto che non commercializza né importa cere nel territorio degli Stati Uniti.

POLIMERI EUROPA SPA E SYNDIAL SPA

Nel dicembre del 2002 sono state avviate indagini concernenti possibili violazioni della normativa antitrust commesse nel settore degli elastomeri. Tali indagini sono state avviate contestualmente dalle autorità statunitensi e da quelle europee. Il primo prodotto oggetto d'indagine è stato l'EP(D)M: la Commissione Europea, a completamento delle indagini, ha deciso di aprire la procedura per l'accertamento della presunta infrazione e l'8 marzo 2005 ha notificato a Eni, Polimeri Europa e a Syndial la comunicazione degli addebiti, atto introduttivo di tale procedura. All'udienza del 27 luglio 2005, le società hanno depositato una propria memoria e sostenuto le proprie tesi difensive. Si attende la decisione della Commissione.

L'EP(D)M è stato oggetto d'indagine anche negli Stati Uniti, dove l'autorità procedente in sede penale è il Department of Justice (DoJ) di San Francisco che ha richiesto informazioni e documentazione alla Polimeri Europa Americas Inc, controllata statunitense della Polimeri Europa e al vicepresidente e responsabile commerciale della società. Sono state avviate azioni collettive (*class action*) in sede civile per il risarcimento del danno derivante dalla presunta infrazione. Nel luglio 2005 è stato sottoscritto da Syndial il *Settlement Agreement* della *class action* civile che prevede il pagamento di circa 3,2 milioni di dollari, accordo poi approvato dal Giudice federale.

Le indagini sono state successivamente estese ad altri prodotti: NBR, CR, BR, SSBR ed ESBR.

I prodotti BR, ESBR e SSBR sono oggetto d'indagine solo in sede comunitaria. Relativamente all'SSBR, il 26 gennaio 2005 la Commissione ha comunicato l'archiviazione. Per gli altri due prodotti la Commissione ha aperto una procedura di infrazione con l'inoltro di una comunicazione degli addebiti indirizzata a Eni, Polimeri Europa e Syndial. Le società hanno presentato osservazioni scritte e la Commissione ha deciso di avviare un supplemento d'indagine.

Relativamente all'NBR, è in corso un'indagine in sede comunitaria e negli Stati Uniti, dove sono state instaurate *class action* in sede civile. La *class action* avviata in sede federale è stata abbandonata dagli attori; l'abbandono dovrà essere formalmente approvato dal Giudice federale.

Relativamente al CR, nell'indagine aperta negli Stati Uniti, Syndial ha raggiunto con il DoJ un accordo che prevede il pagamento della somma di 9 milioni di dollari e la rinuncia da parte del DoJ a proseguire l'azione penale contro la Syndial e le sue consociate.

Il 27 giugno 2005 l'accordo è stato approvato dal Giudice federale. Sempre relativamente al prodotto CR si è conclusa una transazione per la *class action* in sede civile con il pagamento di 5 milioni di dollari, approvata dal Giudice federale l'8 luglio 2005.

La Commissione Europea ha inviato a Eni, Polimeri Europa e Syndial una richiesta di informazioni sul CR. Le società Polimeri Europa e Syndial, che gestiscono il *business*, hanno deciso di cooperare con la Commissione.

A fronte di questi contenziosi Eni ha stanziato un fondo.

STOCCAGGI GAS ITALIA SPA

Con delibera del 27 febbraio 2002, n. 26 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha fissato i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio di modulazione, minerario e strategico relative al primo periodo di regolazione (dal 1° aprile 2002 al 31 marzo 2006) e con effetto retroattivo dal 21 giugno 2000. Il 18 marzo 2002 la Stoccaggi Gas Italia (Stogit) ha presentato le proprie proposte tariffarie per il primo periodo di regolazione sulla base dei criteri fissati dall'Autorità. Le proposte di Stogit sono state rigettate dall'Autorità che con la delibera del 26 marzo 2002, n. 49 ha stabilito le tariffe per il primo periodo di regolazione. La Stogit ha applicato le tariffe stabilite dalle delibere n. 26/2002 e n. 49/2002, ma ha impugnato tali delibere per ottenerne l'annullamento avanti al Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia che, con sentenza del 29 settembre 2003, ha respinto il ricorso presentato dalla Stogit. Contro tale sentenza la Stogit ha presentato appello al Consiglio di Stato che, con sentenza depositata il 26 gennaio 2006, ha respinto il ricorso.

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA SA

L'Ente nazionale di regolamentazione del settore gas in Argentina ("Enargas") ha avviato un procedimento di infrazione nei confronti di alcuni operatori del settore tra cui la Distribuidora de Gas Cuyana SA, società controllata di Eni. L'Enargas contesta alla società di non aver correttamente calcolato i fattori di conversione dei volumi per ricondurli a condizioni standard ai fini della fatturazione ai clienti e intima alla società di correggere, a partire dalla data della notifica (31 marzo 2004), i fattori di conversione nei termini della regolamentazione in vigore, senza pregiudizio dei risarcimenti e sanzioni che possano emergere dall'istruttoria in corso. La società, impregiudicato ogni diritto di impugnativa del provvedimento, il 27 aprile 2004 ha presentato all'Enargas una memoria difensiva.

Altri impegni e rischi

Gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni sono indicati nella "Informazioni sulla gestione - Andamento operativo - Settore Gas & Power - Approvvigionamenti di gas naturale" e si considerano parte integrante delle presenti note.

Le *parent company guarantees* rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, ammontano a 3.192 milioni di euro (3.192 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

Nel dicembre 2005, Eni ha firmato un *transition agreement* con la società di Stato Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) con il quale le parti si impegnano a negoziare le condizioni per determinare il passaggio al nuovo regime contrattuale di "impresa mixta", a maggioranza PDVSA, alla quale saranno trasferiti i titoli e gli asset minerari relativi al giacimento Dación, fino al perfezionamento di tale accordo, le attività continuano a essere regolate dall'attuale *Operating Service Agreement*. Le negoziazioni sono in corso; allo stato non è possibile prevederne l'esito.

L'impegno assunto da Eni nella convenzione firmata il 15 ottobre 1991 tra la Treno Alta Velocità - TAV SpA e il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due di dare la propria disponibilità a garantire la buona esecuzione della progettazione e della realizzazione delle opere affidate al Consorzio, garantendo perciò a TAV il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella Convenzione e nell'Atto Integrativo e in ogni atto aggiuntivo addendum e/o modifica o integrazione. Il Regolamento del Consorzio obbliga i consorziati a rilasciare la manleva e le garanzie negli stessi termini del CEPAV Uno.

La garanzia di 282 milioni di euro rilasciata a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing Llc (100% Eni Petroleum Co Inc) a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. La garanzia, sottoposta a clausola sospensiva avrà efficacia dal momento dell'avvio del servizio di rigassificazione previsto in una data compresa tra il 1° ottobre 2008 e il 30 giugno 2009.

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



70557 - 395

Regolamentazione in materia ambientale

Come le altre società del settore, Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, comprese le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali, relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. In particolare queste norme prevedono l'acquisizione di permessi prima dell'avvio della perforazione; pongono limitazioni al tipo, alla concentrazione e alla quantità delle diverse sostanze che possono essere rilasciate nell'ambiente durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione; limitano o proibiscono l'attività di perforazione in terreni situati in aree protette; prevedono sanzioni di natura penale e civile a carico dei responsabili nel caso di inquinamento ambientale che dovesse risultare dall'esercizio di attività nei settori degli idrocarburi o della petrolchimica. La normativa ambientale pone limiti anche alle emissioni nell'atmosfera e agli scarichi in acque superficiali e sotterranee da parte di impianti petroliferi, petrolchimici, di raffinazione e di trasporto. Le attività di Eni, inoltre, sono soggette a disposizioni normative specifiche relative alla produzione, al trasporto, allo stoccaggio, allo smaltimento e al trattamento dei rifiuti. Le normative in materia ambientale hanno un impatto notevole sulle attività di Eni. Rischi di costi e responsabilità ambientali sono inerenti ad alcune delle attività e ad alcuni dei prodotti di Eni, così come accade alle altre imprese impegnate negli stessi settori. Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato per il rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi stanziati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del decreto del Ministro dell'ambiente n. 471/1999; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente, quali quelli derivanti: a) dal decreto del Ministro dell'ambiente n. 367 pubblicato l'8 gennaio 2004 sulla Gazzetta Ufficiale, riguardante la fissazione di standard di qualità dell'ambiente acquatico per le sostanze pericolose e dal decreto legislativo 59/2005 in materia di autorizzazione ambientale integrata (IPPC); b) dall'applicazione della direttiva 2004/35/CE, relativa alla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale, richiamata dal comma 439 dell'articolo unico della legge 266/2005 (legge finanziaria per il 2006); c) dal decreto legislativo che sarà emanato in attuazione della legge 15 dicembre 2004, n. 308 che ha delegato il Governo al riordino, entro 18 mesi, della normativa in materia di gestione dei rifiuti e bonifica dei siti contaminati, tutela delle acque dall'inquinamento e gestione delle risorse idriche, tutela risarcitoria contro i danni ambientali, procedure per la valutazione dell'impatto ambientale (VIA) e per la valutazione ambientale strategica (VAS), nonché tutela dell'aria e riduzione delle emissioni in atmosfera. Lo schema del decreto legislativo "norme in materia ambientale" (cd. codice ambientale) approvato dal Consiglio dei ministri del 10 febbraio 2006 è al momento all'esame del Presidente della Repubblica. Tale decreto legislativo recepisce inoltre la direttiva 2000/60/CE che istituisce un quadro per l'azione comunitaria in materia di acque; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche nell'assainamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

La legge n. 316 del 30 dicembre 2004, di conversione del decreto legge n. 273/2004, ha recepito la direttiva 2003/87/CE istitutiva di un sistema per lo scambio di permessi di emissione dei gas a effetto serra nella Comunità (*Emission trading*). Dal 1° gennaio 2005 è operativo lo Schema Europeo di *Emission Trading* (ETS), in relazione al quale il 24 febbraio 2006 è stato emanato il decreto del Ministro dell'ambiente recante l'assegnazione agli impianti esistenti, classificati secondo quanto previsto dal decreto, dei permessi di emissione per il periodo 2005-2007. A Eni sono stati assegnati permessi di emissione equivalenti a 65,2 milioni di tonnellate di CO₂ (di cui 22,4 per il 2005, 21,4 per il 2006 e 21,4 per il 2007). Nell'esercizio 2005 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni di Eni incluse nel decreto sono risultate inferiori rispetto ai permessi di emissione assegnati.

25 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	57.413	73.679
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	132	49
	57.545	73.728

70557-396

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(milioni di euro)	2004	2005
Accise	14.060	14.140
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	1.735	2.487
Vendite in conto permuta di altri beni	86	108
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	1.175	1.331
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	1.122	1.326
	18.178	19.392

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 31 "Informazioni per settore di attività e per area geografica".

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	43	114
Locazioni e affitti di azienda	93	102
Risarcimento danni	87	89
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	407	71
Altri proventi (*)	747	422
	1.377	798

(*) Di ammontare unitario inferiore a 25 milioni di euro.

Gli altri proventi relativi al 2004 comprendono differenziali su contratti derivati su merci per 61 milioni di euro.

26 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	27.010	35.318
Costi per servizi	9.148	9.405
Costi per godimento di beni di terzi	1.609	1.929
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	553	1.643
Altri oneri	1.066	1.100
	39.386	49.395
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(1.039)	(828)
	38.347	48.567

I costi per servizi comprendono compensi di intermediazione per 24 milioni di euro (26 milioni di euro nel 2004).

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a 202 milioni di euro (210 milioni di euro nel 2004).



70557 - 397

I costi per godimento di beni di terzi comprendono *royalties* su prodotti petroliferi estratti per 965 milioni di euro (741 milioni di euro nel 2004).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per eccedenza riguardano in particolare il fondo rischi ambientali per 515 milioni di euro (145 milioni di euro nel 2004), il fondo rischi per contenziosi per 336 milioni di euro (23 milioni di euro nel 2004), il fondo oneri relativi a revisione prezzi di vendita per 321 milioni di euro e la riserva sinistri e premi delle compagnie di assicurazione per 82 milioni di euro (utilizzi eccedenti per 13 milioni di euro nel 2004).

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Salari e stipendi	2.402	2.484
Oneri sociali	658	662
Oneri per programmi a benefici definiti	118	126
Altri costi	218	255
	3.396	3.527
a dedurre:		
- incrementi di attività non correnti per lavori interni	(151)	(176)
	3.245	3.351

Gli oneri per programmi a benefici definiti sono analizzati alla nota n. 20.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

STOCK GRANT

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile¹⁴ legato al conseguimento di obiettivi prefissati che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nonché il consolidamento nel tempo del loro apporto professionale ai processi gestionali delle attività di Eni, sono in essere piani di incentivazione che prevedono, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali prefissati nell'anno precedente, l'impegno di assegnare a titolo gratuito azioni proprie.

L'assegnazione è effettuata entro i 45 giorni successivi al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno. Al 31 dicembre 2005 rimangono in essere impegni di assegnazione a titolo gratuito per n. 3.127.200 azioni ordinarie Eni del valore nominale di 1 euro. Gli impegni riguardano l'assegnazione 2003 per n. 1.018.400 azioni con un *fair value* di 17,20 euro per azione, l'assegnazione 2004 per n. 912.400 azioni con un *fair value* di 14,57 euro per azione e l'assegnazione 2005 per n. 1.196.400 azioni con un *fair value* di 20,08 euro per azione.

L'evoluzione dei piani di *stock grant* in essere nel 2003, nel 2004 e nel 2005 è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo):

	2003		2004		2005	
(euro)	Numero di azioni	Prezzo di mercato ^(a)	Numero di azioni	Prezzo di mercato ^(a)	Numero di azioni	Prezzo di mercato ^(a)
Diritti esistenti al 1° gennaio	3.551.900	15,150	3.635.050	15,101	3.112.200	18,461
Nuovi diritti assegnati	1.206.000	13,764	1.035.600	17,035	1.303.400	21,336
Diritti esercitati nel periodo	(1.122.150)	13,751	(1.552.100)	16,766	(1.273.500)	23,097
Diritti decaduti nel periodo	(700)	13,604	(6.350)	16,618	(14.900)	22,390
Diritti esistenti al 31 dicembre	3.635.050	15,101	3.112.200	18,461	3.127.200	23,460
di cui esercitabili al 31 dicembre	-	-	-	-	38.700	23,460

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data della delibera di assegnazione del Consiglio di Amministrazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario per l'emissione/trasferimento delle azioni; (iii) la data di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

(14) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione) e le loro controllate.

STOCK OPTION

Al fine di consentire la partecipazione a un efficace sistema di incentivazione manageriale ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile¹⁵ che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo o che sono di interesse strategico per il Gruppo, sono stati avviati piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni (di seguito "opzioni").

Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni in un rapporto di 1:1, decorsi tre anni dalla data di assegnazione, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione ("strike price"). Lo *strike price* per le assegnazioni 2005 è stato di 22,512 euro. Gli assegnatari delle opzioni possono usufruire di anticipazioni concesse dalla società di intermediazione finanziaria di Gruppo per il pagamento delle azioni acquistate a condizione che, contestualmente, gli assegnatari sottoscrivano mandato irrevocabile alla vendita da parte di detta società delle azioni acquistate.

Al 31 dicembre 2005 risultano assegnate n. 13.379.600 opzioni per l'acquisto di n. 13.379.600 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2002 per n. 903.100 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, all'assegnazione 2003 per n. 4.106.500 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione, all'assegnazione 2004 per n. 3.659.000 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione e all'assegnazione 2005 per n. 4.711.000 azioni con un prezzo di esercizio di 22,512 euro per azione.

Al 31 dicembre 2005 la vita media residua delle opzioni è di 4 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 5 anni e 7 mesi per il piano 2003, di 6 anni e 7 mesi per il piano 2004 e di 7 anni e 7 mesi per il piano 2005.

L'evoluzione dei piani di *stock option* in essere nel 2003, nel 2004 e nel 2005 è la seguente:

	2003		2004		2005	
(euro)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio
Diritti esistenti al 1° gennaio	3.518.500	15,216	8.162.000	14,367	11.789.000	15,111
Nuovi diritti assegnati	4.703.000	13,743	3.993.500	16,576	4.818.500	22,512
Diritti esercitati nel periodo			(354.000)	14,511	(3.106.400)	15,364
Diritti decaduti nel periodo	(59.500)	15,216	(12.500)	14,45	(121.500)	15,520
Diritti esistenti al 31 dicembre	8.162.000	14,367	11.789.000	15,111	13.379.600	17,7050
di cui esercitabili	73.000	14,802			1.540.600	16,104

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate nel 2002, nel 2003, nel 2004 e nel 2005 era rispettivamente di 2,01 e 3,33 euro per azione ed è stato determinato applicando il metodo Black-Scholes con le seguenti assunzioni:

		2002	2003	2004	2005
Tasso d'interesse privo di rischio	(%)	3,5	3,16	3,21	2,51
Durata	(anni)	8	8	8	8
Volatilità implicita	(%)	43	22	19	21
Dividendi attesi	(%)	4,5	5,35	4,5	3,98

Il costo di competenza dell'esercizio relativo ai piani di *stock grant* e di *stock option* ammonta a 35 milioni di euro (18 milioni di euro nel 2004).

(15) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione) e le loro controllate.

70557 - 399

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società, ivi inclusi gli amministratori esecutivi e non (cd. *key management personnel*) ammontano a 14 e a 15 milioni di euro rispettivamente per il 2004 e il 2005 e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Salari e stipendi	12	11
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	1
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro		1
Stock grant/option	1	2
	14	15

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 4,5 e 19,2 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2004 e 2005. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,688 e 0,785 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2004 e 2005.

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

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

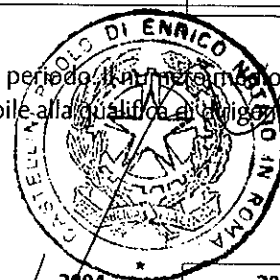
(numero)	2004	2005
Dirigenti	1.746	1.754
Quadri	10.449	10.747
Impiegati	35.393	34.457
Operai	25.623	24.345
	73.211	71.303

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i *manager* assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Ammortamenti:		
- attività materiali	3.670	4.576
- attività immateriali	931	936
	4.601	5.512
Svalutazioni:		
- attività materiali	329	264
- attività immateriali	4	8
	333	272
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(3)	(3)
	4.931	5.781



27 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Differenze attive nette di cambio		169
Oneri finanziari imputi all'attivo patrimoniale	202	159
Proventi da crediti finanziari	95	95
Proventi netti su titoli	31	36
Interessi su crediti di imposta	17	17
Interessi netti verso banche	(110)	(38)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ⁽¹⁾	(109)	(109)
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(247)	(265)
Proventi (oneri) netti su contratti derivati	34	(386)
Altri oneri netti	(69)	(44)
	(156)	(366)

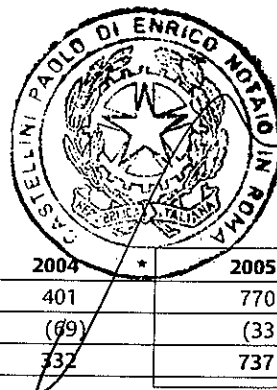
(1) La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, a un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Il decremento dei proventi (oneri) su contratti derivati di 420 milioni di euro deriva principalmente dall'applicazione dal 1° gennaio 2005 dello IAS 39 che ha comportato per Eni la valutazione al *fair value* dei contratti derivati con iscrizione degli effetti a conto economico anziché correlarli alle attività, passività e impegni come avveniva nel 2004 perché questi contratti non soddisfano le condizioni formali per essere qualificati come di copertura ai fini IFRS. Anche l'aumento delle differenze attive nette di cambio di 169 milioni di euro deriva principalmente dall'applicazione dello IAS 39 perché gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine periodo delle attività e passività in moneta diversa da quella di conto non vengono compensati dall'adeguamento al cambio di fine periodo degli impegni per contratti derivati.

28 Proventi (oneri) su partecipazioni**Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto**

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	401	770
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(69)	(33)
	332	737



L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 10 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi/oneri su partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Plusvalenze da cessioni	130	179
Dividendi	72	33
Minusvalenze da cessioni	(1)	(8)
Altri proventi (oneri) netti	287	(27)
	488	177

70557 - 401

Le plusvalenze da cessioni di 179 milioni di euro riguardano principalmente la cessione del 100% della Italiana Petroli SpA (132 milioni di euro) e del 2,33% del Nuovo Pignone Holding SpA (24 milioni di euro). Gli altri proventi netti relativi all'esercizio 2004 riguardano la plusvalenza da vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (308 milioni di euro).

29 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2004	2005
Imposte correnti:		
- imprese italiane	1.098	1.872
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	3.116	5.116
- imprese estere	278	373
	4.492	7.361
a dedurre:		
- crediti di imposta su dividendi non utilizzati per il pagamento delle imposte	(39)	(34)
	4.453	7.327
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	843	334
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	215	464
- imprese estere	11	3
	1.069	801
	5.522	8.128

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di 1.872 milioni di euro riguardano l'Ires per 1.459 milioni di euro, l'Irap per 359 milioni di euro e imposte estere per 24 milioni di euro.

L'incidenza delle imposte sull'utile del periodo prima delle imposte è del 46,8% (42,3% nel 2004) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 38,1% (38,2% nel 2004) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana (nel 2004) all'utile prima delle imposte e del 4,25% (Irap) al valore netto della produzione.

L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva per i due periodi messi a confronto è la seguente:

(%)	2004	2005
Aliquota teorica	38,2	38,1
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:		
- maggiore incidenza fiscale sulle altre imprese estere	5,2	8,8
- differenze permanenti	(0,7)	0,8
- altre motivazioni	(0,4)	(0,9)
	4,1	8,7
	42,3	46,8

Le differenze permanenti relative all'esercizio 2004 riguardano essenzialmente la plusvalenza conseguita dalla vendita a Mediobanca SpA di azioni rappresentative del 9,054% del capitale sociale di Snam Rete Gas SpA (0,7%). Le differenze permanenti relative all'esercizio 2005 riguardano principalmente l'indeducibilità dal reddito imponibile dell'accantonamento ai fondi per rischi e oneri della sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato a Eni SpA (0,6%).

30 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza di Eni per il numero medio ponderato delle azioni di Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.771.692.584 e di 3.758.519.603 rispettivamente negli esercizi 2004 e 2005.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza di Eni per il numero medio ponderato delle azioni di Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.

Al 31 dicembre 2004 e 2005 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano esclusivamente le azioni assegnate a fronte dei piani di *stock grant* e di *stock option*. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 3.774.953.710 e di 3.763.375.140 rispettivamente negli esercizi 2004 e 2005.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito è di seguito indicata:

	31.12.2004	31.12.2005
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	3.771.692.584	3.758.519.603
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di <i>stock grant</i>	1.953.518	2.268.265
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di <i>stock option</i>	1.307.608	2.587.272
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	3.774.953.710	3.763.375.140
Utile netto di competenza Eni	(milioni di euro) 7.059	8.788
Utile per azione semplice	(ammontari in euro per azione) 1,87	2,34
Utile per azione diluito	(ammontari in euro per azione) 1,87	2,34



70557-403

BI Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing	Petrochimica	Ingegneria e Costruzioni	Altre attività	Corporate e società finanziarie	Elisioni	Totale
2004									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	15.346	17.302	26.089	5.331	5.696	1.279	851		
a dedurre: ricavi infrasettori	(10.216)	(493)	(753)	(499)	(903)	(754)	(731)		
Ricavi da terzi	5.130	16.809	25.336	4.832	4.793	525	120		57.545
Risultato operativo	8.185	3.428	1.080	320	203	(395)	(363)	(59)	12.399
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	2	53	309	3	20	16	150		553
Ammortamenti e svalutazioni	3.335	644	476	116	184	70	106		4.931
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	7	164	89	(4)	117		(41)		332
Attività direttamente attribuibili ^(b)	23.866	19.852	9.118	2.821	4.706	708	1.182		62.253
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	273	1.773	745	5	328	30	2		3.156
Passività direttamente attribuibili ^(c)	4.798	3.394	3.848	621	2.825	1.976	1.589		19.051
Investimenti in attività materiali e immateriali	4.853	1.451	693	148	186	49	119		7.499
2005									
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	22.477	22.969	33.732	6.255	5.733	1.358	977		
a dedurre: ricavi infrasettori	(14.761)	(572)	(1.092)	(683)	(925)	(905)	(835)		
Ricavi da terzi	7.716	22.397	32.640	5.572	4.808	453	142		64.528
Risultato operativo	12.574	3.321	1.857	202	307	(902)	(251)		16.718
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	50	703	420	47	32	287	704		1.543
Ammortamenti e svalutazioni	4.100	685	467	147	180	106	100		5.785
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	14	359	221	3	140				747
Attività direttamente attribuibili ^(b)	28.982	21.928	11.787	2.905	5.248	612	1.377	(534)	62.305
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	292	2.155	936	19	457	31			3.890
Passività direttamente attribuibili ^(c)	6.762	5.097	4.542	702	3.204	2.249	1.275		24.931
Investimenti in attività materiali e immateriali	4.964	1.152	656	112	349	69	112		7.414

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica**ATTIVITÀ DIRETTAMENTE ATTRIBUIBILI E INVESTIMENTI PER AREA GEOGRAFICA DI LOCALIZZAZIONE**

(milioni di euro)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2004								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	33.812	9.096	2.598	2.011	4.499	9.942	295	62.253
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.655	337	387	357	1.066	2.622	75	7.499
2005								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	38.279	8.768	2.085	2.870	5.864	13.445	244	72.555
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.442	345	415	507	1.181	2.252	91	7.414

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

(milioni di euro)	2004	2005
Italia	27.100	32.846
Resto dell'Unione Europea	13.095	19.601
Resto dell'Europa	3.769	5.123
Americhe	5.790	6.103
Asia	3.088	4.399
Africa	4.148	5.259
Altre aree	555	
	57.545	73.331

32 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento nonché con le altre imprese controllate e collegate direttamente e indirettamente dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse delle imprese di Eni.

Le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni SpA al 31 dicembre 2005".

Di seguito sono indicati gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate ed è indicata la natura delle operazioni più rilevanti. Delle operazioni compiute con le imprese controllate e collegate dello Stato sono indicate, per rilevanza, soltanto quelle riguardanti il gruppo Enel.

70557-405

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2004 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2004				2004			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Impegni	Costi		Ricavi	
					Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate								
Albacom SpA	8	14			3	35		8
ASG Scarl	51	88	33			203	1	7
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	18				68		3
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		39			2	791	1	
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochingen GmbH	10						108	
Blue Stream Pipeline Co BV	43	10				121		5
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	13						141	
Cam Petroli Srl	1						6	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Uno	167	165	4.894					531
Eni Oil Co Ltd	4	163				53		
Erg Raffinerie Mediterranee SpA	30	30		100	1.043	10	412	9
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	16						45	
Karachaganak Petroleum Operating BV	21	12				104		42
Modena Scarl	6	37	43			134		1
Petrobel Belayim Petroleum Co		83				240		
Promgas SpA	27	23			230			
Raffineria di Milazzo ScpA	6	4				245		
Rodano Consortile Scarl	3	22	1			78		
Siciliana Gas Vendite SpA	9							
Supermetanol CA		24			79	10		
Super Octanos CA		55			212	11		
Trans Austria Gasleitung GmbH		15				167		
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH		9				51		
Transitgas AG		2				59		
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA							7	
Unión Fenosa Gas SA			111					1
Altre (*)	84	74	109		23	108	56	18
	500	887	5.191	100	1.592	2.489	1.134	630
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento								
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	2				1	14		9
Eni BTC Ltd			143					
Eni Gas BV	30	40	17			5		1
Eni Middle East BV			367					
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	1	1				90		
Altre (*)	30	4	10		4	8	2	11
	63	45	537		5	117	2	21
	563	932	5.728	100	1.597	2.606	1.136	651
Imprese possedute o controllate dallo Stato								
Gruppo Enel	234	3			2	20	1.287	350
	797	935	5.728	100	1.599	2.626	2.423	1.001

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2005 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2005			2005			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni	Servizi
Imprese a controllo congiunto e collegate							
ASG Scarl	13	66	72		173		6
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	2	24			56		2
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		49	1		814		
Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plochingen GmbH	10					172	
Blue Stream Pipeline Co BV	45	12			177		4
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	12					207	
Cam Petroli Srl	85					593	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	105	107	4.894				411
Eni Gas BV	16	149			47		
Eni Oil Co Ltd		84			50		
Fox Energy Srl	22			4		240	
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	22					89	
Karachaganak Petroleum Operating BV	13	46		6	99		4
Mangrove Gas Netherlands BV			55				
Modena Scarl	2	12	61		56	1	1
Petrobel Belayim Petroleum Co		138			248		
Promgas SpA	44	45		307			
Raffineria di Milazzo ScpA	10	10			204		
Rodano Consortile Scarl	2	20			80		
RPCO Enterprise Ltd			55				
Siciliana Gas Vendite SpA	13						
Supermetanol CA		8		65			
Super Octanos CA	1	14		265			
Toscana Gas Clienti SpA	46						
Trans Austria Gasleitung GmbH	43	55		43	143		47
Trans Europa Naturgas Pipeline GmbH		2			44		
Transitgas AG		7			64		
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		4			88		1
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	4			36		37	
Unión Fenosa Gas SA	4	4	62	79		16	2
Altre (*)	84	84	112	33	113	62	67
	598	940	5.312	838	2.456	2.032	547
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	4	152		5	19		28
Eni BTC Ltd			165				
Altre (*)	44	48	8	1	31	15	9
	48	200	173	6	50	15	37
	646	1.140	5.485	844	2.506	2.047	584
Imprese possedute o controllate dallo Stato							
Gruppo Enel	187	5		12	10	1.180	333
	833	1.145	5.485	856	2.516	3.227	917

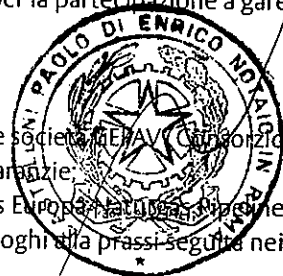
(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

70557-407

Si segnala inoltre il rapporto intrattenuto con società del gruppo Cosmi Holding correlate a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione riguardante in particolare l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, ammontano a circa 28 milioni di euro nel 2004 e a circa 18 milioni di euro nel 2005.

I rapporti più significativi riguardano:

- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero dalle società Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Eni Oil Co Ltd, Eni Gas BV, Karachaganak Petroleum Operating BV, Petrobel Belayim Petroleum Co nonché debiti per attività di investimento; i servizi sono fatturati sulla base dei costi sostenuti; limitatamente all'Eni Gas BV, la garanzia rilasciata a fronte della costruzione di impianti di trattamenti di idrocarburi in Libia nonché crediti per attività di investimento e alla Karachaganak Petroleum Operating BV e all'Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, la fornitura di servizi da parte dell'attività *costruzioni e perforazioni* di Eni;
 - i servizi di telefonia e trasmissione dati e le concessioni su cavi di fibre ottiche dalla società Albacom SpA per l'esercizio 2004; nell'esercizio 2005 la società è stata ceduta a terzi;
 - il vettoriamiento dalla società Azienda Energia e Servizi Torino SpA;
 - la vendita dei prodotti petroliferi, le prestazioni per la raffinazione del petrolio e l'acquisto per gli additivi delle benzine dalle società Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH, Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Ploching GmbH, Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH, Cam Petroli Srl, Gruppo Distribuzione Petroli Srl, Fox Energy Srl, Supermetanol CA e Super Octanos CA;
 - l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalla società Blue Stream Pipeline Co BV e la fornitura di servizi da parte dell'attività *costruzioni e perforazioni* di Eni;
 - l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Erg Raffinerie Mediterranee SpA e dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti alle condizioni generalmente applicati ai terzi per la Erg Raffinerie Mediterranee SpA e in misura corrispondente ai costi sostenuti per la Raffineria di Milazzo ScpA; nell'esercizio 2005 la Erg Raffinerie Mediterranee SpA è stata ceduta a terzi;
 - le garanzie rilasciate nell'interesse della Mangrove Gas Netherlands BV e della RPCO Enterprise Ltd per la partecipazione a gare d'appalto e per il rispetto degli accordi contrattuali;
 - la compravendita di gas naturale all'estero con la società Promgas SpA;
 - la vendita di gas naturale con le società Siciliana Gas Vendite SpA e Toscana Gas Clienti SpA;
 - le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna con le società ENAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, ASG Scarl, Modena Scarl e Rodano Consortile Scarl, nonché le relative garanzie;
 - l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Trans Austria Gasleitung GmbH, Trans European Natural Gas Pipeline GmbH e Transitgas AG; i rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi determinati con criteri analoghi alla prassi seguita nei rapporti con terzi;
 - la garanzia di *performance* rilasciata alla società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa, la compravendita di gas naturale all'estero con le società Unión Fenosa Gas SA e Unión Fenosa Gas Comercializadora SA;
 - la garanzia rilasciata alla società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
 - la garanzia rilasciata alla società Eni Middle East BV a fronte degli impegni contrattuali assunti nei confronti del Governo del Regno Saudita per l'esercizio 2004; nel 2005 la società è stata inserita nell'area di consolidamento;
 - l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalla società Transmediterranean Pipeline Co Ltd; i rapporti sono regolati sulla base di tariffe che consentono alla società di recuperare i costi operativi e remunerare il capitale investito.
- I rapporti con il gruppo Enel sono relativi alla compravendita e al trasporto di gas naturale, alla vendita di olio combustibile nonché alla compravendita di energia elettrica.



Rapporti finanziari

I rapporti finanziari dell'esercizio 2004 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2004			2004	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Albacom SpA	22		88		
Blue Stream Pipeline Co BV		2	768		29
EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH			250		
Raffineria di Milazzo ScpA			107		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			404		9
Trans Austria Gasleitung GmbH	389				9
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	197				9
Altre (*)	52	91	55	9	11
	660	93	1.672	9	67
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	71	54	2	4	2
	71	54	2	4	2
	731	147	1.674	13	69

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti finanziari dell'esercizio 2005 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2005			2005	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		15	887		
Raffineria di Milazzo ScpA			72		
Spanish Egyptian Gas Co SAE			360		
Trans Austria Gasleitung GmbH	386				12
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	190				11
Altre (*)	74	125	81	27	47
	650	140	1.400	27	70
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	79	30	34	1	2
	79	30	34	1	2
	729	170	1.434	28	72

(*) Per rapporti di importo unitario non superiore a 50 milioni di euro.

I rapporti più significativi riguardano:

- la concessione di finanziamenti e di garanzie alle società Albacom SpA per l'esercizio 2004; nel 2005 la società è stata ceduta a terzi;
- le garanzie per affidamenti bancari alle società Blue Stream Pipeline Co BV, EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH, Raffineria di Milazzo ScpA e Spanish Egyptian Gas Co SAE; la garanzia rilasciata nell'interesse della EnBW - Eni Verwaltungsgesellschaft mbH si è estinta nel 2005;
- il finanziamento del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e la realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente alle società Trans Austria Gasleitung GmbH e Transmediterranean Pipeline Co Ltd.

33 Adeguamento della situazione contabile consolidata di Eni ai principi contabili generalmente accettati negli USA (U.S. GAAP)

Eni, in quanto società le cui azioni sono quotate al New York Stock Exchange, presenta alla Securities and Exchange Commission (SEC) un documento (Form 20-F) comprendente, tra l'altro, l'adeguamento del bilancio consolidato italiano ai principi contabili generalmente accettati negli USA (Generally Accepted Accounting Principles o U.S. GAAP). Di seguito sono indicate le informazioni necessarie per adeguare la situazione contabile consolidata italiana ai principi contabili americani.

Riepilogo delle differenze significative tra gli IFRS e gli U.S. GAAP

Il bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2005 è stato redatto applicando i principi contabili internazionali omologati dalla Commissione Europea (IFRS)¹⁶ che differiscono per alcuni aspetti dagli U.S. GAAP. Di seguito sono indicate le differenze significative tra i due principi e i relativi effetti economici e patrimoniali¹⁷. Rispetto ai principi contabili italiani applicati fino al 31 dicembre 2004 le differenze di principio sono sensibilmente inferiori perché gli IFRS sono maggiormente in linea con gli U.S. GAAP.

A) DEFINIZIONE DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO

La definizione dell'area di consolidamento è indicata nel capitolo "Principi di consolidamento" delle note al bilancio. In particolare, secondo gli IFRS, l'area di consolidamento comprende anche le imprese controllate direttamente o indirettamente dall'impresa consolidante per effetto della disponibilità di voti sufficienti a esercitare un'influenza dominante nell'assemblea ordinaria, ma inferiori alla maggioranza. Secondo gli U.S. GAAP, queste partecipazioni sono valutate applicando il metodo del patrimonio netto.

Sono escluse dall'area di consolidamento ai fini U.S. GAAP e valutate con il metodo del patrimonio netto la Saipem SpA e le rispettive imprese controllate. La Saipem SpA è controllata da Eni con quote azionarie inferiori alla maggioranza di diritto (43,26%).

B) ATTIVITÀ MINERARIA

Esplorazione

Ai fini IFRS sono stati adottati criteri specifici per la rilevazione e valutazione delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. In particolare, i costi di ricerca, compresi quelli relativi ai pozzi esplorativi, sono imputati alla voce "Attività immateriali" per rappresentarne la natura di investimento e sono ammortizzati nell'esercizio di sostenimento. I costi di acquisizione dei permessi di ricerca o di estensione dei permessi esistenti (bonus di firma) sono imputati alla voce "Attività immateriali" e ammortizzati a quote costanti nel periodo di esplorazione previsto in contratto.

Secondo gli U.S. GAAP, i costi relativi ai pozzi esplorativi sono iscritti nelle immobilizzazioni in corso dell'attivo patrimoniale in attesa dell'esito minerario (sforzo coronato da successo). In caso di esito minerario negativo i costi sostenuti sono imputati a conto economico; se si accerta l'esistenza di riserve certe, i costi sostenuti sono ammortizzati dall'inizio della produzione con il metodo dell'unità di prodotto (UOP). I costi relativi ai pozzi esplorativi sono classificati "sospesi" se soddisfano i seguenti requisiti: (i) rinvenimento di quantità sufficienti di riserve da giustificare il completamento come pozzo di produzione; (ii) la società sta facendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve, l'economicità e la realizzazione operativa del progetto. Gli altri costi di esplorazione sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Sviluppo

Per costi di sviluppo si intendono gli investimenti necessari per poter iniziare l'attività di produzione o per poter migliorare il processo di estrazione, trattamento e stoccaggio dei greggi e del gas. I costi sostenuti per il funzionamento e la manutenzione dei pozzi sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Secondo gli IFRS, i costi relativi ai pozzi di sviluppo che risultano di esito minerario negativo sono interamente svalutati. I costi di sviluppo relativi ai pozzi di cui si sia accertato l'esito positivo sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

Secondo gli U.S. GAAP i costi di sviluppo relativi ai pozzi con esito minerario positivo e negativo sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo UOP.

(16) Non sussistono significative differenze tra i principi contabili omologati dalla Commissione Europea e quelli emessi dallo IASB.

(17) Eni ha adottato le disposizioni stabilite dalla SEC che consentono alle società che applicano gli IFRS di presentare un solo esercizio di confronto.

C) SVALUTAZIONI E SUCCESSIVE RIVALUTAZIONI DELLE ATTIVITÀ MATERIALI E IMMATERIALI

La recuperabilità del valore di iscrizione delle attività materiali e immateriali a vita utile definita è verificata sia ai fini *IFRS* sia ai fini *U.S. GAAP* applicando una metodologia analoga, a eccezione dei seguenti aspetti.

Secondo gli *IFRS*, la recuperabilità è verificata direttamente confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value* al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. Nell'esercizio in cui vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività, differenti dall'avviamento, sono rivalutate.

Secondo gli *U.S. GAAP*, la recuperabilità è verificata in primo luogo confrontando il valore di iscrizione con la somma dei flussi di cassa non attualizzati attesi dall'uso del bene e dalla sua cessione; solo se questi ultimi sono inferiori al valore netto contabile si procede alla svalutazione adeguando il valore iscritto ai flussi di cassa futuri attualizzati. Non sono ammesse rivalutazioni di attività in precedenza svalutate.

D) IMPOSTE SUL REDDITO DIFFERITE E ANTICIPATE

Secondo gli *IFRS*, le imposte dovute in caso di distribuzione o comunque di utilizzo delle riserve di patrimonio netto delle imprese consolidate o valutate con il criterio del patrimonio netto sono accantonate nei limiti in cui se ne prevede il sostenimento.

Gli *U.S. GAAP* prevedono che le imposte sulle riserve di patrimonio netto siano comunque accantonate indipendentemente dalle previsioni di sostenimento; è tuttavia consentito non accantonare le imposte sulle riserve di imprese estere di cui non si prevede l'utilizzo.

Le rettifiche indicate alla nota n. 34 riguardano la rilevazione delle imposte sulle riserve di patrimonio netto, di cui non è previsto l'utilizzo, calcolate avvalendosi della facoltà di esenzione prevista per le imprese estere e le imposte differite o anticipate sulle rettifiche *U.S. GAAP*. La rettifica relativa al risultato del 2005 comprende, inoltre, l'impatto connesso alla circostanza che, a partire dal 1° gennaio 2005, Eni contabilizza ai fini *U.S. GAAP* l'effetto fiscale sulle differenze temporanee relative alle attività realizzate in alcuni *Production Sharing Agreement (PSA)* dove le imposte delle società sono assolte con la quota di propria spettanza della produzione di olio e gas. La contabilizzazione degli effetti cumulati al 1° gennaio 2005 non ha avuto effetti significativi ai fini della rappresentazione dei risultati di Eni.

E) ATTIVITÀ IMMATERIALI

Secondo gli *U.S. GAAP*, le attività immateriali comprendono l'iscrizione, separatamente dall'avviamento, delle attività associate all'acquisizione di un'impresa derivanti da diritti legali o contrattuali indipendentemente dalla loro trasferibilità. Sono inoltre oggetto di rilevazione separata rispetto all'avviamento le altre attività immateriali acquisite che sono separabili o cedibili singolarmente o in combinazione con altre attività o passività. Queste attività immateriali sono ammortizzate sistematicamente in relazione alla residua possibilità di utilizzazione.

Analoghe disposizioni sono stabilite dai principi contabili *IFRS*. Tuttavia, tenuto conto della circostanza che in sede di prima applicazione degli *IFRS* non è stata riaperta nessuna *business combination*, il valore delle attività immateriali in esame è indicato nella voce "Avviamento".

Secondo gli *IFRS* e gli *U.S. GAAP* l'avviamento non è oggetto di ammortamento ma è valutato annualmente al fine di definirne l'eventuale svalutazione. L'applicazione del principio ha decorrenza temporale dal 1° gennaio 2002 per gli *U.S. GAAP* e dal 1° gennaio 2004 per gli *IFRS*. La rettifica indicata alla nota n. 34 della "Riconciliazione del patrimonio netto" riguarda lo storno dell'ammortamento dell'avviamento stanziato negli esercizi 2002 e 2003.

F) RIMANENZE

Ai fini *U.S. GAAP* le rimanenze di greggio, gas naturale e prodotti petroliferi sono rilevate con il metodo *LIFO*.

Ai fini *IFRS* le rimanenze non possono essere rilevate con il metodo *LIFO*.

G) GARANZIE

Secondo gli *IFRS* le garanzie sono rilevate tra gli "Impegni e rischi"; quando la garanzia fa emergere l'esistenza certa o probabile di un onere, l'ammontare stimato è stanziato in un apposito fondo.

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

L'effetto di questa differenza non determina effetti significativi.

70557 - 411

34 Riconciliazione dell'utile e del patrimonio netto determinati applicando gli IFRS con quelli determinati secondo gli U.S. GAAP

Di seguito sono indicate le rettifiche dell'utile del 2004 e 2005 e del patrimonio netto al 31 dicembre 2004 e al 31 dicembre 2005 che sarebbero necessarie qualora venissero applicati gli U.S. GAAP invece degli IFRS.

(milioni di euro)	2004	2005
Utile dell'esercizio risultante dal bilancio consolidato secondo gli IFRS	7.059	8.788
Variazione in aumento (diminuzione) dell'utile netto:		
A. effetto delle differenze di principio IFRS/U.S. GAAP sulle imprese consolidate secondo gli IFRS e valutate secondo il metodo del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP	(1)	
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	(82)	47
C. effetto delle svalutazioni e rivalutazioni delle immobilizzazioni	5	
D. imposte sul reddito differite e anticipate	(21)	(279)
E. effetto relativo alle attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)	(5)	(5)
F. rimanenze	(316)	(956)
Effetto delle differenze di principio IFRS/U.S. GAAP sulle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	34	12
Altre rettifiche	(280)	(3)
Effetto delle rettifiche U.S. GAAP sull'utile di terzi azionisti ^(a)	8	(21)
Rettifiche nette	(658)	(1.205)
Utile netto del periodo secondo gli U.S. GAAP	6.401	7.583
Utile semplice per azione ^(b)	1,70	2,02
Utile diluito per azione ^(b)	1,70	2,01
Utile semplice per ADS (calcolato su 2 azioni per ADS) ^(b)	3,39	4,03
Utile diluito per ADS (calcolato su 2 azioni per ADS) ^(b)		4,03

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

(b) Unità di euro.

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Patrimonio netto risultante dal bilancio consolidato secondo gli IFRS	31.200	36.868
Variazione in aumento (diminuzione) del patrimonio netto ^(a) :		
A. effetto delle differenze di principio IFRS/U.S. GAAP sulle imprese consolidate secondo gli IFRS e valutate secondo il metodo del patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP	61	37
B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"	2.072	2.504
C. eliminazione delle svalutazioni e rivalutazioni delle immobilizzazioni	231	230
D. imposte sul reddito differite e anticipate	(2.982)	(3.415)
E. avviamento	846	811
F. attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti)	(11)	(16)
G. rimanenze	(1.080)	(2.036)
Effetto delle differenze di principio IFRS/U.S. GAAP sulle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto	269	173
Altre rettifiche	(137)	
Effetto delle rettifiche U.S. GAAP sul capitale e sulle riserve di terzi ^(b)	6	(31)
Rettifiche nette	(725)	(1.743)
Patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP	31.649	35.125

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

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

Il patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP comprende altre componenti dell'utile complessivo, in negativo, per 3.531 e 1.683 milioni di euro al 31 dicembre 2004 e 2005. Queste componenti riguardano principalmente le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro; i valori indicati sono al lordo del relativo effetto fiscale differito.

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

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	988	1.121
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	1.475	1.484
Crediti commerciali e altri crediti	13.268	17.971
Rimanenze	2.273	1.929
Attività per imposte correnti	636	575
Altre attività	494	387
	19.134	23.467
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	39.652	43.868
Rimanenze immobilizzate scorte d'obbligo	662	1.462
Attività immateriali	5.125	5.244
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.892	4.589
Altre partecipazioni	439	416
Altre attività finanziarie	2.015	1.105
Attività per imposte anticipate	1.159	1.847
Altre attività	276	979
	53.220	59.510
TOTALE ATTIVITÀ	72.354	82.977
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	1.474	1.916
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	935	809
Debiti commerciali e altri debiti	6.362	6.657
Passività per imposte correnti	2.238	1.657
Altre passività	594	648
	17.816	21.221
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	7.288	7.229
Fondi per rischi e oneri	5.720	7.615
Fondi per benefici ai dipendenti	746	939
Passività per imposte differite	6.367	8.370
Altre passività	461	1.015
	20.582	25.168
TOTALE PASSIVITÀ	38.400	46.389
PATRIMONIO NETTO		
Capitale e riserve di terzi azionisti	2.305	1.463
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale, interamente versato e costituito da 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro (4.004.424.476 azioni al 31 dicembre 2004)	4.004	4.005
Altre riserve	24.473	27.753
Utile dell'esercizio	6.401	7.583
Azioni proprie	(3.229)	(4.216)
Totale patrimonio netto di Eni	31.649	35.125
TOTALE PATRIMONIO NETTO	33.954	36.588
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	72.354	82.977

70557-413

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

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Immobilizzazioni materiali al netto delle svalutazioni:		
- Exploration & Production	39.584	47.882
- Gas & Power	20.106	21.514
- Refining & Marketing	8.568	9.059
- Petrolchimica	3.793	3.923
- Ingegneria e Costruzioni	110	72
- Altre attività	1.511	1.413
- Corporate e società finanziarie	191	212
- Elisione utili interni		(88)
	73.863	83.987
Fondi ammortamento:		
- Exploration & Production	18.155	22.786
- Gas & Power	6.896	7.754
- Refining & Marketing	5.214	5.503
- Petrolchimica	2.564	2.715
- Ingegneria e Costruzioni	69	56
- Altre attività	1.229	1.221
- Corporate e società finanziarie	84	88
- Elisione utili interni		(4)
	34.211	40.119
Immobilizzazioni materiali nette:		
- Exploration & Production	21.429	25.096
- Gas & Power	13.210	13.760
- Refining & Marketing	3.354	3.556
- Petrolchimica	1.229	1.208
- Ingegneria e Costruzioni	41	16
- Altre attività	282	192
- Corporate e società finanziarie	107	124
- Elisione utili interni		(84)
	39.652	43.868

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

(milioni di euro)	2004	2005
Utile (perdita) operativo per settore		
Exploration & Production	7.946	12.672
Gas & Power	3.371	3.237
Refining & Marketing	811	881
Petrolchimica	281	202
Ingegneria e Costruzioni	(52)	1
Altre attività	(364)	(935)
Corporate e società finanziarie	(254)	(389)
Elisione utili interni		(141)
	11.739	15.528
Utile prima delle imposte	12.324	16.281

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

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

(milioni di euro)	2004	2005
Fondo smantellamento e ripristino siti al 1° gennaio	1.950	1.959
Incremento per nuove obbligazioni	193	311
Oneri operativi	80	106
Revisione delle stime precedenti	40	277
Utilizzo a fronte oneri	(32)	(107)
Decremento per cessione di immobilizzazioni materiali	(234)	
Differenze di cambio da conversione	(36)	110
Altre variazioni	(2)	(10)
Fondo smantellamento e ripristino siti al 31 dicembre	1.959	2.646

Utile complessivo

Gli U.S. GAAP prevedono che il risultato netto del periodo sia rettificato, a titolo informativo, applicando lo *Statement of Financial Accounting Standards No. 130 "Reporting Comprehensive Income"* ("SFAS 130"). Le rettifiche riguardano le variazioni del patrimonio netto non risultanti dal conto economico e non derivanti da rapporti con gli azionisti. La rettifica non comprende gli effetti fiscali relativi alla riserva per differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese estere di cui non è previsto l'utilizzo, avvalendosi della facoltà concessa dagli U.S. GAAP indicata al punto "Imposte sul reddito differite e anticipate".

(milioni di euro)	2004	2005
Utile dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP	6.401	7.583
Altre componenti dell'utile complessivo dell'esercizio al lordo delle imposte		
Valore di mercato dei titoli disponibili per la vendita	(846)	111
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(328)	138
Differenze di cambio da conversione realizzate e altre variazioni	357	353
Utile complessivo dell'esercizio secondo gli U.S. GAAP	5.574	8.185

Imposte sul reddito

Le seguenti informazioni sono presentate in applicazione dello *Statement of Financial Accounting Standards No. 109 "Accounting for Income Taxes"*.

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

(milioni di euro)	2004	2005
Italia	5.468	4.727
Estero	6.856	11.554
	12.324	16.281

Le imposte sul reddito sono le seguenti:

(milioni di euro)	2004	2005
Correnti	4.470	7.217
Differite	1.112	1.116
	5.582	8.333

70557 - 415

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

(milioni di euro)	2004	2005
Utile prima delle imposte approssimato secondo gli U.S. GAAP	12.324	16.281
Aliquota fiscale teorica	38,3	37,9
Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP calcolate applicando l'aliquota fiscale teorica	4.714	6.176
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota fiscale teorica:		
- maggiore (minore) incidenza fiscale delle imprese estere	835	1.946
- imposte sulle riserve distribuibili	446	252
- differenze permanenti	(143)	131
- svalutazione (rivalutazione) di imposte anticipate	(218)	(52)
- beneficio derivante da norme tributarie agevolative	(8)	(11)
- altre motivazioni	(44)	(109)
	5.582	8.333

Imposte sul reddito secondo gli U.S. GAAP

PASSIVITÀ NETTE PER IMPOSTE DIFFERITE

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

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Imposte sul reddito differite:		
- ammortamenti eccedenti		6.006
- riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione		212
- differenza rispetto al patrimonio netto contabile su acquisti di partecipazioni consolidate		485
- rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo"		760
- interessi passivi imputati all'attivo patrimoniale		45
- svalutazioni eccedenti di crediti		84
- fondo per rischi e oneri eccedenti		50
- plusvalenze a tassazione differita		34
- altre	378	1.151
	10.032	11.957
Imposte sul reddito anticipate:		
- accantonamenti per svalutazione crediti, rischi e oneri non deducibili	(2.045)	(1.949)
- rivalutazione dei beni a norma delle leggi n. 342/2000 e n. 448/2001	(2.000)	(1.186)
- perdite fiscali portate a nuovo	(1.072)	(510)
- oneri su partecipazioni non deducibili	(472)	(237)
- svalutazioni di immobilizzazioni e rimanenze non deducibili	(225)	(135)
- ammortamenti non deducibili	(432)	(904)
- altre	(599)	(1.062)
	(6.845)	(5.983)
a dedurre:		
- svalutazione delle imposte sul reddito anticipate	2.021	549
	(4.824)	(5.434)
Passività nette per imposte differite	5.208	6.523

La svalutazione delle imposte sul reddito anticipate di 549 milioni di euro (2.021 milioni di euro al 31 dicembre 2004) riguarda le perdite fiscali che si ritiene di non poter utilizzare a fronte di utili futuri e le differenze temporanee attive che si ritiene di non poter recuperare.

PERDITE FISCALI

Le perdite fiscali potenzialmente utilizzabili sono le stesse indicate ai fini IFRS (v. nota n. 21) salvo quelle relative alle imprese escluse dal consolidamento ai fini U.S. GAAP.

Partecipazioni

Al 31 dicembre 2004 e 2005, il valore delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto rispettivamente di 3.892 e di 4.589 milioni di euro comprende la Saipem SpA che è quotata nella Borsa italiana. Di seguito è riportato il valore di mercato.

	Numero di azioni Eni	Equity ratio (%)	Prezzo delle azioni (euro)	Valore di mercato (milioni di euro)
31 dicembre 2004				
Saipem SpA	189.423.307	43,29	8,864	1.679
31 dicembre 2005				
Saipem SpA	189.423.307	43,26	13,793	2.613

Nel 2004 e nel 2005 la Saipem SpA è inclusa nell'area di consolidamento ai fini del bilancio IFRS ed è valutata con il metodo del patrimonio netto ai fini U.S. GAAP. Di seguito sono riportate alcune informazioni di bilancio relative a Saipem SpA e sue controllate. Le informazioni sono riportate al 100% e non in quota Eni.

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Totale attivo	5.137	5.952
Totale passivo	3.592	4.309

(milioni di euro)

Ricavi
Risultato operativo
Utile netto

**Concentrazioni e stime significative**

Le seguenti informazioni sono presentate sulla base delle previsioni dello *Statement of Position 94 - 6 Disclosure of Certain Significant Risks and Uncertainties*.

NATURA DELLE OPERAZIONI

Eni è una società energetica integrata; opera nelle attività del petrolio e gas naturale, della generazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni.

EXPLORATION & PRODUCTION: attraverso la Divisione Exploration & Production e le società controllate operanti nel settore, Eni svolge attività di ricerca e produzione di idrocarburi in Italia, Africa Settentrionale (Algeria, Egitto, Libia e Tunisia), Africa Occidentale (Angola, Congo, Nigeria), Mare del Nord (Norvegia e Regno Unito), America Latina (Venezuela), nei territori dell'ex Unione Sovietica (principalmente Kazakhstan), negli USA (nel Golfo del Messico e in Alaska) e in Asia (principalmente in Arabia Saudita, Cina, India, Iran, Indonesia e Pakistan). Il 68% della produzione venduta di petrolio e condensati è destinato al settore Refining & Marketing di Eni e il 29% della produzione venduta di gas naturale è destinato al settore Gas & Power di Eni.

Eni dispone di un sistema di stoccaggio costituito da otto giacimenti semiesauriti di gas utilizzati per la modulazione dell'offerta a fronte delle escursioni stagionali della domanda (il gas naturale viene stoccato durante l'estate e utilizzato durante l'inverno), per la sicurezza delle forniture quale la riserva strategica e per il supporto alla produzione nazionale tramite lo stoccaggio minerario. Gli asset di stoccaggio sono di proprietà della Stoccaggi Gas Italia (100% Eni), costituita in attuazione del D.Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas.

70557-417

GAS & POWER: Eni opera nel settore dell'approvvigionamento, trasporto e vendita di gas naturale in Italia e all'estero attraverso la Divisione Gas & Power, nata dall'incorporazione nel 2002 della Snam SpA in Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. L'87% del fabbisogno totale di gas naturale è acquistato all'estero (Algeria, Russia, Paesi Bassi e Norvegia) in base a contratti di lungo termine contenenti clausole di *take-or-pay* e trasportato in Italia attraverso una rete internazionale di gasdotti dello sviluppo di oltre 4.300 chilometri nella quale Eni detiene diritti di trasporto. La parte restante degli approvvigionamenti di gas naturale è costituito, pressoché esclusivamente, da gas di produzione nazionale proveniente dal settore Exploration & Production di Eni. Eni attraverso una rete di gasdotti in Italia lunga circa 30.700 chilometri (pari a circa il 96% della Rete Nazionale di Gasdotti) fornisce gas naturale alle aziende di distribuzione locale di gas (mercato civile), all'industria e al settore termoelettrico. La rete di gasdotti utilizzata da Eni in Italia è di proprietà della controllata Snam Rete Gas (quota Eni 50,05%), società quotata presso la Borsa italiana, che svolge attività di trasporto di gas naturale anche per conto di altri operatori del settore e che è stata costituita in attuazione delle norme contenute nel D.Lgs. 164/2000 di liberalizzazione del mercato italiano del gas. A seguito dell'incorporazione di Italgas Più, Eni gestisce direttamente circa 5 milioni di clienti del mercato civile e della piccola industria in Italia. Attraverso Italgas (Eni 100%), Eni è attiva nella distribuzione del gas naturale in Italia mediante una rete dello sviluppo di circa 48 mila chilometri.

Eni opera nella distribuzione e vendita al dettaglio di gas naturale all'estero in Argentina attraverso la Distribuidora de Gas Cuyana, in Ungheria attraverso la Tígáz e in Slovenia attraverso l'Adriaplin doo.

Il D.Lgs. 164/2000 ha dettato le norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un forte impatto sull'operatività di Eni che è presente in tutte le attività della catena gas. Gli aspetti salienti del decreto sono i seguenti:

- l'apertura totale del mercato dal 2003;
- l'imposizione, fino al 31 dicembre 2010, di limiti dimensionali agli operatori commisurati a una quota percentuale dei consumi nazionali di gas naturale fissata rispettivamente: (i) nel 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni nella rete nazionale di gasdotti di gas naturale d'importazione o di produzione nazionale destinato alla vendita; tale percentuale si riduce di 2 punti percentuali in ciascun anno successivo al 2002, fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) nel 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le suddette percentuali sono calcolate al netto della quota di autoconsumi e, per le vendite, anche delle perdite di sistema. Nel 2005 la presenza Eni in Italia è risultata entro i detti limiti;
- la determinazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle tariffe per il trasporto, lo stoccaggio, l'utilizzo dei terminali di GNL e la distribuzione;
- l'obbligo di consentire l'accesso dei terzi al sistema di trasporto di gas naturale secondo un regime regolato.

Eni, attraverso EniPower SpA (Eni 100%), è responsabile dello sviluppo del *business* elettrico e possiede le centrali elettriche situate presso i siti Eni di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara con una potenza installata a fine esercizio di 4,5 gigawatt e una produzione venduta di 22,77 terawattora nel 2005. Il fabbisogno di gas per le centrali di EniPower è acquistato internamente.

REFINING & MARKETING: Eni svolge attività di raffinazione e distribuzione di prodotti petroliferi principalmente in Italia e in Europa attraverso la Divisione Refining & Marketing, nata dall'incorporazione nel 2002 dell'Agip Petroli SpA in Eni SpA, e le società controllate operanti nel settore. Eni è il maggiore operatore in Italia in termini di capacità complessiva di raffinazione. Il petrolio approvvigionato è acquistato per circa il 56% dal settore Exploration & Production di Eni e per la parte residua dai paesi produttori con contratti a termine (22%) e sul mercato spot (22%). Circa il 58% del petrolio approvvigionato è destinato alla lavorazione. Il 32% del petrolio lavorato è di produzione del settore Exploration & Production di Eni.

PETROLCHIMICA: attraverso la Polimeri Europa SpA e le sue società controllate (Eni 100%), Eni opera nei *business* olefine, aromatici, intermedi, stirenici, polietilene ed elastomeri. Le attività produttive sono concentrate in Italia, con ulteriori attività soprattutto in Europa Occidentale. Il 23% del fabbisogno di materie prime petrolifere utilizzate dagli impianti petrolchimici è fornito dal settore Refining & Marketing di Eni.

INGEGNERIA E COSTRUZIONI: attraverso la Saipem SpA (quota Eni 43%), società quotata presso la Borsa italiana, e le sue controllate, Eni opera nel settore dei servizi di costruzione e di perforazione per l'industria petrolifera. Attraverso la Snamprogetti SpA (Eni 100%) e le sue controllate, Eni opera nel campo della fornitura di servizi di ingegneria e *project management* per l'industria petrolifera e petrolchimica. Il 7% del portafoglio ordini al 31 dicembre 2005 riguarda lavori commissionati da Eni.

Informazioni supplementari sull'attività di esplorazione e produzione (non sottoposte a revisione contabile)

Le seguenti informazioni sono presentate in accordo con lo *Statement of Financial Accounting Standards* n. 69 "Disclosures about Oil and Gas Producing Activities". Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

COSTI CAPITALIZZATI

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle immobilizzazioni relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre immobilizzazioni utilizzate nelle attività di esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione.

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.2004						
Immobilizzazioni relative a riserve certe ^(a)	9.056	7.192	6.288	7.198	7.698	37.432
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili		272	70	561	1.103	2.006
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	252	1.056	209	33	75	1.625
Immobilizzazioni in corso	662	468	1.038	397	882	3.447
Costi capitalizzati lordi	9.970	8.988	7.605	8.189	9.758	44.510
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.416)	(3.887)	(3.907)	(3.733)	(3.252)	(21.195)
Costi capitalizzati netti	3.554	5.101	3.698	4.456	6.506	23.315
31.12.2005						
Immobilizzazioni relative a riserve certe ^(a)	9.756	9.321	8.733	8.350	9.463	45.623
Immobilizzazioni relative a riserve probabili e possibili	33	197	134	413	1.265	2.042
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	253	1.385	272	33	93	2.036
Immobilizzazioni in corso	657	638	728	221	1.895	4.139
Costi capitalizzati lordi	10.699	11.541	9.867	9.017	12.716	53.840
Fondi ammortamento e svalutazione	(6.888)	(5.113)	(5.193)	(4.619)	(4.697)	(27.500)
Totale costi capitalizzati netti consolidate	3.811	6.428	4.674	4.398	8.019	27.330
Totale costi capitalizzati netti, affiliate e joint venture ^(b)		13	66			79
Totale costi capitalizzati netti	3.811	6.441	4.740	4.398	8.176	27.509

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

(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.



70557-419

COSTI SOSTENUTI

I costi sostenuti rappresentano gli importi imputati all'attivo patrimoniale o al conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione.

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
2003						
Acquisizioni di riserve certe				308	8	316
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				125	6	131
Costi di ricerca	67	80	138	125	243	653
Costi di sviluppo ^(a)	449	1.106	1.268	286	1.454	4.563
Totale costi sostenuti ^(b)	516	1.186	1.406	844	1.711	5.663
2004						
Costi di ricerca	64	104	71	66	194	499
Costi di sviluppo ^(a)	431	965	881	391	1.407	4.075
Totale costi sostenuti	495	1.069	952	457	1.601	4.574
2005						
Acquisizioni di riserve certe	19		16		99	134
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	13		44		99	156
Costi di ricerca	45	153	75	127	264	664
Costi di sviluppo ^(a)	644	960	909	528	1.396	4.437
Totale costi sostenuti consolidate	721	1.113	1.044	655	1.858	5.391
Totale costi sostenuti, affiliate e joint venture ^(c)		2	22		25	49
Totale costi sostenuti	721	1.115	1.066	655	1.883	5.440

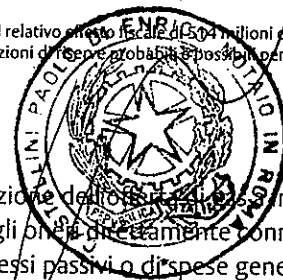
(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati relativi all'abbandono delle immobilizzazioni secondo lo SFAS 143 "Accounting for asset retirement obligations" per 84 milioni di euro nel 2003, 233 milioni di euro nel 2004 e 588 milioni di euro nel 2005.

(b) Gli importi indicati comprendono il costo di acquisizione della Fortum Petroleum AS (ora Eni Norge AS) per 434 milioni di euro al netto del relativo onere fiscale di 504 milioni di euro; in particolare sono state incrementate per l'area Mare del Nord le voci: (i) Acquisizioni di riserve certe per 308 milioni di euro; (ii) Acquisizioni di riserve probabili e possibili per 109 milioni di euro; (iii) Costi di ricerca per 17 milioni di euro.

(c) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

RISULTATI DELLE ATTIVITÀ DI ESPLORAZIONE E PRODUZIONE DI IDROCARBURI

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, incluso il servizio per la modulazione dell'offerta e della domanda, derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di *holding* e, quindi, non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono state calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel paese in cui l'impresa opera all'utile ante imposte derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei *Production Sharing Agreement (PSA)* dove l'onere tributario viene assolto dal *partner* a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quota di *Profit oil*.



(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
2003						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.609	1.469	1.946	1.913	345	8.282
- vendite a terzi	153	1.188	164	822	1.595	3.922
Totale ricavi	2.762	2.657	2.110	2.735	1.940	12.204
Costi operativi	(222)	(316)	(283)	(446)	(235)	(1.502)
Imposte sulla produzione	(136)	(97)	(235)	(11)	(79)	(558)
Costi di ricerca	(89)	(70)	(113)	(96)	(276)	(644)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(458)	(420)	(377)	(759)	(734)	(2.748)
Altri (oneri) proventi	(170)	(264)	(121)	14	(289)	(830)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143)	(37)	(5)	(14)	(42)	(4)	(102)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.650	1.485	967	1.395	323	5.820
Imposte sul risultato	(629)	(788)	(617)	(750)	(111)	(2.895)
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.021	697	350	645	212	2.925
2004						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	2.633	1.868	2.762	2.083	508	9.854
- vendite a terzi	148	1.364	306	709	2.086	4.613
Totale ricavi	2.781	3.232	3.068	2.792	2.594	14.467
Costi operativi	(223)	(292)	(322)	(405)	(289)	(1.531)
Imposte sulla produzione	(118)	(91)	(379)	(13)	(163)	(764)
Costi di ricerca	(57)	(47)	(71)	(93)	(155)	(423)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(489)	(437)	(482)	(687)	(849)	(2.944)
Altri (oneri) proventi	(98)	(368)	(216)	97	(208)	(793)
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143)	(37)	(5)	(17)	(15)	(6)	(80)
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.759	1.992	1.581	1.676		
Imposte sul risultato	(632)	(994)	(945)	(948)		
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.127	998	636	728		
2005						
Ricavi:						
- vendite a imprese consolidate	3.133	2.813	4.252	2.707		
- vendite a terzi	161	2.579	394	889		
Totale ricavi	3.294	5.392	4.646	3.596		
Costi operativi	(261)	(390)	(363)	(417)		
Imposte sulla produzione	(157)	(98)	(513)	(15)		
Costi di ricerca	(32)	(59)	(38)	(125)		
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(512)	(711)	(632)	(710)		
Altri (oneri) proventi	(205)	(400)	(176)	55		
Effetto dell'attualizzazione (SFAS 143)	(45)	(9)	(15)	(31)		
Risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.082	3.725	2.909	2.353		
Imposte sul risultato	(762)	(2.197)	(1.818)	(1.386)		
Risultato delle attività di esplorazione e produzioni di idrocarburi consolidate	1.320	1.528	1.091	967		
Risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi, affiliate e joint venture ^(b)			6			
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.320	1.528	1.097	967		

(a) Include svalutazioni di asset per 210 milioni di euro nel 2003, 300 milioni di euro nel 2004 e 147 milioni di euro nel 2005.

(b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

70557 - 421

RISERVE DI PETROLIO E GAS NATURALE

Le riserve certe di petrolio e di gas rappresentano le quantità stimate di greggio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e gas naturale che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere recuperate nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato, cioè ai prezzi e costi alla data in cui viene fatta la valutazione. I prezzi tengono conto solo delle variazioni previste dai contratti ma non degli aumenti dovuti a situazioni future. Le riserve certe non comprendono la quota di riserve e le *royalty* di spettanza di terzi.

Le riserve certe sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti.

Le riserve certe non sviluppate di petrolio e gas sono le riserve che si stima di poter recuperare tramite nuovi pozzi e infrastrutture su aree non perforate o tramite pozzi esistenti, per i quali sia richiesta una spesa relativamente consistente per la loro messa in produzione.

Le riserve di petrolio e di gas naturale attese attraverso l'iniezione di liquidi o con altre tecniche atte a migliorare il recupero primario sono incluse nelle riserve certe dopo aver verificato, attraverso la produzione o progetti pilota, il buon esito degli interventi effettuati.

Le definizioni utilizzate da Eni per le riserve certe di petrolio e gas rispecchiano le regole specifiche fissate dalla U.S. Securities and Exchange Commission nella Rule 4-10 of Regulation S-X; le riserve certe sono rappresentate in base allo Statement of Financial Accounting Standard No. 69. Le valutazioni relative alle riserve certe, sviluppate e non sviluppate al 31 dicembre 2002, 2003, 2004 e 2005 sono basate su dati elaborati da Eni. Dal 1991 Eni fa eseguire a rotazione da società di ingegneri petroliferi indipendenti una valutazione¹⁸ delle proprie riserve certe di idrocarburi. In particolare nel 2005 sono state oggetto di valutazione riserve certe di complessivi 1,64 miliardi di boe, pari a circa il 24% delle riserve al 31 dicembre 2005. Le risultanze hanno confermato sostanzialmente, come in passato, le valutazioni interne. Nel triennio 2003-2005 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'84% del totale delle riserve certe.

Eni opera tramite *Production Sharing Agreement* (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (*Cost oil*) e del *Profit oil* di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolti in sostituzione e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 46%, il 51% e il 48% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2003, 2004 e 2005. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di *service* e *buy-back*; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 3%, il 3% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2003, 2004 e 2005.

Sono incluse nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (*Excess Cost Oil*) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano l'1,6%, l'1,4% e l'1,7% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2003, 2004 e 2005; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) i volumi di gas naturale presenti nei campi di stoccaggio di Eni in Italia. Le riserve di gas in questi campi sono costituite dalle riserve residue di giacimento e dai volumi di gas immessi in periodi successivi provenienti da altri campi di proprietà di Eni. Non sono inclusi i volumi di terzi o acquistati da terzi. Il gas prelevato dagli stoccaggi risulta prodotto e quindi dedotto dai volumi delle riserve certe quando venduto.

I metodi di valutazione delle riserve certe e di previsione dei tassi futuri di produzione e del tempo di realizzazione degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di aleatorietà. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono richiedere delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che alla fine saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2003, 2004 e 2005.

(18) Dal 1991 al 2002 DeGolyer and MacNaughton e, a partire dal 2003, anche da Ryder Scott Company.

PETROLIO (COMPRESI CONDENSATI E LIQUIDI DI GAS NATURALE)

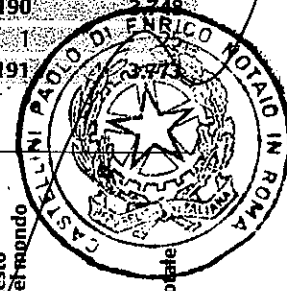
(milioni di barili)

Riserve certe di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2002	255	1.072	1.022	498	936	3.783
Acquisizioni				86		86
Revisioni di precedenti stime	21	51	59	52	153	336
Miglioramenti di recupero		15	16			31
Estensioni e nuove scoperte	6	32	28		214	280
Produzione	(30)	(90)	(87)	(86)	(64)	(357)
Cessioni				(21)		(21)
Riserve al 31.12.2003	252	1.080	1.038	529	1.239	4.138
Revisioni di precedenti stime	(1)	(22)	44	12	(18)	15
Miglioramenti di recupero		11	48	4		63
Estensioni e nuove scoperte	4	20	34	4	144	206
Produzione	(30)	(94)	(104)	(74)	(75)	(377)
Cessioni		(2)	(4)	(25)	(6)	(37)
Riserve al 31.12.2004	225	993	1.056	450	1.284	4.008
Acquisizioni	2		6		47	55
Revisioni di precedenti stime	33	36	(47)	27	(88)	(39)
Miglioramenti di recupero		43	29		15	87
Estensioni e nuove scoperte		26	14	21	16	77
Produzione	(32)	(111)	(113)	(65)	(83)	(404)
Riclassifica dati 2004 affiliate e joint venture		(26)	(9)		(1)	(36)
Riserve al 31.12.2005 consolidate	228	961	936	433	1.190	3.748
Riserve al 31.12.2005 affiliate e joint venture (a)		18	6		1	25
Riserve al 31.12.2005	228	979	942	433	1.191	3.773

(milioni di barili)

Riserve certe sviluppate di petrolio	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2002	168	610	554	426	483	2.241
Riserve al 31.12.2003	173	640	560	464	610	2.447
Riserve al 31.12.2004	174	655	588	386	668	2.471
Riserve al 31.12.2005 consolidate	149	697	568	353	564	2.331
Riserve al 31.12.2005 affiliate e joint venture (a)		15	3		1	19
Riserve al 31.12.2005	149	712	571	353	565	2.350

(a) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.



GAS NATURALE

70557-423

(milioni di metri cubi)

Riserve certe di gas naturale	Italia ^(a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2002	149.929	157.531	43.414	53.767	122.861	527.502
Acquisizioni	295			12.041	212	12.548
Revisioni di precedenti stime	(21.753)	(3.469)	4.873	3.923	9.197	(7.229)
Estensioni e nuove scoperte	2.387	6.847		10	2.826	12.070
Produzione	(12.892)	(6.087)	(1.390)	(6.490)	(7.795)	(34.654)
Cessioni				(310)		(310)
Riserve al 31.12.2003	117.966	154.822	46.897	62.941	127.301	509.927
Revisioni di precedenti stime	2.992	23.016	3.653	2.151	2.388	34.200
Miglioramenti di recupero			289			289
Estensioni e nuove scoperte	824	11.876		1.079	6.292	20.071
Produzione	(11.586)	(6.983)	(1.874)	(6.241)	(8.581)	(35.265)
Cessioni	(2.072)	(16)		(1.841)	(3.273)	(7.202)
Riserve al 31.12.2004	108.124	182.715	48.965	58.089	124.127	522.020
Acquisizioni	1.797		226		6.266	8.289
Revisioni di precedenti stime	4.506	(171)	(251)	(531)	(10.377)	(6.824)
Miglioramenti di recupero		324				324
Estensioni e nuove scoperte	23	1.049	8.750	1.407	1.589	12.818
Produzione	(10.348)	(10.108)	(1.977)	(6.193)	(7.968)	(36.594)
Riclassifica dati 2004 affiliate e joint venture		(601)	(43)		(3.798)	(4.442)
Riserve al 31.12.2005 consolidate	104.102	173.208	55.670	52.772	109.839	495.591
Riserve al 31.12.2005 affiliate e joint venture ^(b)		424	33		2.075	2.532
Riserve al 31.12.2005	104.102	173.632	55.703	52.772	111.914	498.123

(milioni di metri cubi)

Riserve certe sviluppate di gas naturale	Italia ^(a)	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
Riserve al 31.12.2002	96.206	30.690	24.429	48.899	36.335	236.559
Riserve al 31.12.2003	83.996	27.226	24.520	58.754	95.008	289.504
Riserve al 31.12.2004	80.719	49.833	26.154	52.249	88.409	297.364
Riserve al 31.12.2005 consolidate	76.549	86.652	36.533	42.026	74.231	315.991
Riserve al 31.12.2005 affiliate e joint venture ^(b)		350	33		1.588	1.971
Riserve al 31.12.2005	76.549	87.002	36.566	42.026	75.819	317.962

(a) I dati al 31 dicembre 2002, 2003, 2004 e 2005 comprendono rispettivamente, 22.065, 21.144, 20.875 e 21.521 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.
 (b) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando i prezzi di fine anno dell'olio e del gas alla stima delle produzioni future delle riserve certe. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I flussi di cassa futuri al 31 dicembre 2003, 2004 e 2005 includono i pagamenti annuali che la Divisione Gas & Power di Eni e altre società di trasporto e distribuzione gas terze effettueranno per assicurarsi il soddisfacimento di specifici picchi di domanda. Tale capacità è ottenuta attraverso l'utilizzazione di gas estratto dai campi di produzione e immesso nei campi di stoccaggio.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle sopra citate riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole dello *Statement of Financial Accounting Standard* n. 69. Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti le attività di esplorazione e produzione.



70557-425

(milioni di euro)	Italia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Mare del Nord	Resto del mondo	Totale
31.12.2003						
Entrate di cassa future	24.641	36.484	25.074	19.590	28.505	134.294
Costi futuri di produzione	(3.879)	(7.868)	(5.847)	(5.458)	(4.763)	(27.815)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.080)	(3.762)	(2.005)	(1.084)	(2.575)	(11.506)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	18.682	24.854	17.222	13.048	21.167	94.973
Imposte su reddito future	(6.113)	(10.296)	(8.979)	(7.614)	(6.073)	(39.075)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	12.569	14.558	8.243	5.434	15.094	55.898
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.056)	(6.646)	(3.130)	(1.872)	(7.930)	(24.634)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	7.513	7.912	5.113	3.562	7.164	31.264
31.12.2004						
Entrate di cassa future	28.582	40.373	28.395	20.435	32.619	150.404
Costi futuri di produzione	(3.635)	(7.237)	(6.664)	(5.082)	(4.858)	(27.476)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.210)	(4.073)	(1.873)	(1.419)	(2.873)	(12.448)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	22.737	29.063	19.858	13.934	24.888	110.480
Imposte su reddito future	(7.599)	(11.487)	(10.949)	(8.824)	(6.736)	(45.595)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	15.138	17.576	8.909	5.110	18.152	64.885
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(6.006)	(7.592)	(3.267)	(1.350)	(9.412)	(27.627)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	9.132	9.984	5.642	3.760	8.740	37.258
31.12.2005						
Entrate di cassa future	36.203	66.100	45.952	30.835	58.590	229.680
Costi futuri di produzione	(4.609)	(10.030)	(9.604)	(5.632)	(6.399)	(36.274)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(2.936)	(3.960)	(2.594)	(1.774)	(4.059)	(15.323)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	28.658	52.110	33.754	23.429	48.132	178.083
Imposte su reddito future	(9.890)	(22.744)	(21.056)	(15.225)	(12.097)	(83.012)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	18.768	29.366	12.698	8.204	36.035	97.071
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.643)	(12.095)	(4.122)	(2.155)	(15.705)	(41.720)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri consolidate	11.125	17.271	8.576	6.049	20.330	55.351
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri affiliate and joint venture (a)		130	127		114	371
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	11.125	17.401	8.703	6.049	20.444	55.722

(a) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

VARIAZIONI DEL VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

La seguente tabella indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2003, 2004 e 2005.

(milioni di euro)	2003	2004	2005
Valore all'inizio dell'esercizio	34.480	31.264	37.258
Riclassifica dati 2004 affiliate e joint venture			(357)
Valore all'inizio dell'esercizio consolidate	34.480	31.264	36.901
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(10.144)	(12.172)	(17.880)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(1.050)	13.031	33.372
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.855	2.806	3.527
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.576)	(3.437)	(3.654)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.864	4.229	3.865
- revisioni delle quantità stimate	2.348	1.658	47
- effetto dell'attualizzazione	5.585	5.328	6.573
- variazione netta delle imposte sul reddito	105	(4.805)	(17.327)
- acquisizioni di riserve	1.488		977
- cessioni di riserve	(222)	(727)	
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(4.469)	83	8.950
Saldo aumenti (diminuzioni)	(3.216)	5.994	18.450
Valore alla fine dell'esercizio consolidate	31.264	37.258	55.351
Valore alla fine dell'esercizio affiliate e joint venture ^(a)			371
Valore alla fine dell'esercizio	31.264	37.258	55.722

(a) Dal 2005 sono evidenziati gli ammontari delle affiliate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

F.to Roberto Paci

F.to Roberto Paci
f.to PAOLO CASTELLINI - Notaio



70557 - 427

Relazione della Società di revisione

PRICEWATERHOUSECOOPERS 

PricewaterhouseCoopers SpA

**RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DELL'ARTICOLO 156
DEL DLGS 24 FEBBRAIO 1998, N° 58**Agli Azionisti della
Eni SpA

- 1 Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dei movimenti nelle voci del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note al bilancio, della Eni SpA e sue controllate ("Gruppo Eni") - chiuso al 31 dicembre 2005. La responsabilità della redazione del bilancio compete agli amministratori della Eni SpA. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile. Il suddetto bilancio consolidato è stato preparato per la prima volta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.
- 2 Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati corrispondenti dell'esercizio precedente predisposti in conformità ai medesimi principi contabili ad eccezione degli effetti dell'applicazione dei principi contabili internazionali IAS 32 e IAS 39 che, in accordo con la scelta consentita dal principio contabile IFRS 1, sono applicati a partire dal 1 gennaio 2005. Inoltre, la nota al bilancio "Effetti derivanti dall'applicazione degli IFRS" illustra gli effetti della transizione agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea. Come illustrato in tale nota, gli amministratori hanno modificato l'informativa sugli effetti della transizione agli IFRS, precedentemente approvata dal Consiglio di Amministrazione e pubblicata nella sezione denominata "Effetti derivanti dall'applicazione degli IFRS" della relazione trimestrale al 31 marzo 2005, nei prospetti di riconciliazione IFRS 1 da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali abbiamo emesso la relazione di revisione in data 26 maggio 2005. L'informativa presentata nella nota al bilancio "Effetti derivanti dall'applicazione degli IFRS", è stata da noi esaminata ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2005.
- 3 A nostro giudizio, il bilancio consolidato della Eni SpA al 31 dicembre 2005 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico, le variazioni del patrimonio netto ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso a tale data.



Roma, 28 aprile 2006

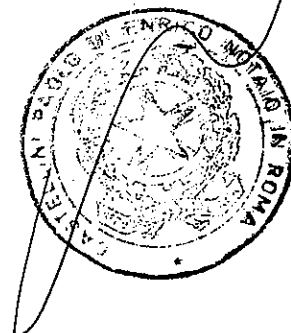
PricewaterhouseCoopers SpA


Alberto Giussani
(Revisore contabile)

F.to Roberto Paci
F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio



Relazioni e bilancio di esercizio
di Eni SpA
2005



Relazione sulla gestione

ANDAMENTO OPERATIVO

Divisione Exploration & Production

Riserve certe di idrocarburi

Al 31 dicembre 2005 le riserve certe di idrocarburi di Eni SpA sono 660 milioni di barili di petrolio equivalente (boe) con una diminuzione rispetto al 31 dicembre 2004 di 101 milioni di boe, di cui 76 milioni di boe connessi al conferimento del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" a Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (EniMed).

RISERVE CERTE DI IDROCARBURI

		2004	2005	assoluta	Variazione
Gas naturale ⁽¹⁾	(milioni di boe)	536	475	(61)	(11,4)
Petrolio e condensati	(milioni di barili)	225	185	(40)	(17,8)
Idrocarburi	(milioni di boe)	761	660	(101)	(13,3)

(1) Il gas naturale è convertito in boe utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

La riduzione delle riserve di gas naturale di 61 milioni di boe è dovuta alla produzione dell'anno (61 milioni di boe) e al conferimento a EniMed (33 milioni di boe), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla revisione in aumento di precedenti stime (principalmente giacimenti Annamaria e Barbara nel Mare Adriatico).

La riduzione delle riserve di petrolio e condensati di 40 milioni di barili è dovuta essenzialmente alla produzione dell'anno (26 milioni di barili) e al conferimento a EniMed (43 milioni di boe), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalla revisione in aumento di precedenti stime (principalmente giacimenti della Val d'Agri).

Portafoglio minerario

Al 31 dicembre 2005 il portafoglio minerario di Eni SpA sul territorio nazionale consiste in 47 permessi di esplorazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 11.353 chilometri quadrati (20.451 al 31 dicembre 2004) e 133 concessioni di coltivazione (in esclusiva o in compartecipazione) per una superficie in quota Eni di 12.700 chilometri quadrati (13.183 al 31 dicembre 2004). Le diminuzioni sono connesse al rilascio di permessi e concessioni, nonché al conferimento a EniMed.

Produzioni

Nel 2005 la produzione di idrocarburi è stata di 87,7 milioni di boe (98,4 nel 2004, di cui 8,2 riferiti al ramo d'azienda conferito a EniMed) corrispondenti alla produzione giornaliera di 240.251 boe (268.908 nel 2004, di cui 22.391 riferita al ramo d'azienda conferito a EniMed).

7 0 5 5 7 - 4 3 0

La produzione di gas naturale (10 miliardi di metri cubi) è diminuita, al netto dell'effetto del conferimento a EniMed (0,3 miliardi di metri cubi), di 0,9 miliardi di metri cubi, pari all'8,2%, a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi situati nell'*offshore* adriatico e ionico, solo parzialmente compensati da attività di ottimizzazione della produzione.

La produzione di petrolio e condensati (26,3 milioni di barili) è aumentata, al netto dell'effetto del conferimento a EniMed (6,1 milioni di barili), di 3 milioni di barili, pari al 12,8%, a seguito della crescita produttiva in Val d'Agri solo parzialmente compensata dal declino produttivo di giacimenti maturi (in particolare Villafortuna/Trecate) e dalla temporanea fermata del giacimento Aquila per interventi straordinari su impianti di produzione.

■ Divisione Gas & Power

■ Approvvigionamenti di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2004	2005	Variazione	
			assoluta	%
Produzione nazionale Divisione E&P	10,81	9,64	(1,17)	(10,8)
Acquisti Italia	0,49	1,09	0,60	n.s.
Italia	11,30	10,73	(0,57)	(5,0)
Russia	20,62	21,03	0,41	2,0
Algeria	18,86	19,58	0,72	3,8
Paesi Bassi	8,45	8,29	(0,16)	(1,9)
Norvegia	5,74	5,78	0,04	0,7
Croazia	0,35	0,43	0,08	2,3
Libia	0,00	0,77	0,77	n.s.
Altri	0,08	0,36	0,28	n.s.
Algeria GNL	1,27	1,45	0,18	14,2
Altri GNL	0,69	0,69	0,00	-
Eestero	56,06	58,37	2,31	4,1
Totale approvvigionamenti	67,36	69,10	1,74	2,6
Prelievi da stoccaggio	0,93	0,84	(0,09)	-
Perdite di rete e differenze di misura	(0,21)	(0,44)	(0,23)	-
Disponibilità per le vendite	68,08	69,50	1,42	2,1

I dati relativi al 2005 non includono i volumi acquistati e destinati a essere rivenduti nell'ambito di accordi di swap. Per rendere omogeneo il confronto, i dati del 2004 sono stati oggetto di riclassifica. I volumi acquistati nel 2005 nell'ambito di accordi di swap sono di 1,22 miliardi di metri cubi (0,64 miliardi di metri cubi nel 2004).

Nel 2005 sono stati approvvigionati 69,10 miliardi di metri cubi di gas naturale con un aumento di 1,74 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 2,6%, sostanzialmente in linea con la crescita delle vendite. I volumi di gas approvvigionati dall'estero (58,37 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'84,5% del totale (83,2% nel 2004).

Gli approvvigionamenti dall'estero (58,37 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 2,31 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 4,1%, a seguito di acquisti di gas di produzione Eni proveniente dalla Libia (0,77 miliardi di metri cubi), sulla base di accordi a breve termine che saranno estesi fino al 2009, e dei maggiori acquisti dall'Algeria (0,72 miliardi di metri cubi, pari al 3,8%). In aumento le importazioni di GNL (0,18 miliardi di metri cubi) a seguito del ripristino parziale delle forniture provenienti dall'impianto di liquefazione Sonatrach di Skikda, dopo il grave incidente verificatosi all'inizio del 2004. Anche gli acquisti dalla Croazia registrano un aumento di 0,08 miliardi di metri cubi in relazione dell'avvio dal novembre 2004 delle forniture dal giacimento Marica nell'*offshore* croato. In flessione le forniture dai Paesi Bassi (-0,16 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti di provenienza nazionale (10,73 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,57 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 5%, a seguito della flessione della produzione del settore Exploration & Production.

Nel 2005 i prelievi, al netto delle immissioni presso il sistema di stoccaggio di Stocaggi Gas Italia SpA e in territorio francese presso Gaz de France, sono stati di 0,84 miliardi di metri cubi (contro 0,93 miliardi di metri cubi nel 2004) che, tenuto conto delle perdite e differenze di misura (0,44 miliardi di metri cubi), hanno portato la disponibilità complessiva per la vendita a 69,50 miliardi di metri cubi, con un incremento di 1,42 miliardi di metri cubi, pari al 2,1%, rispetto al 2004.

TAKE-OR-PAY

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali con una durata residua media di circa 15 anni. I contratti in essere, che contengono clausole *take-or-pay*, assicureranno dal 2008 circa 67,3 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (Russia 28,5, Algeria 21,5, Paesi Bassi 9,8, Norvegia 6 e Nigeria - GNL 1,5). I prelievi minimi contrattuali (*take-or-pay*) rappresentano mediamente l'85% dei volumi indicati. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel medio e lungo termine lo sviluppo previsto della domanda e dell'offerta di gas in Italia e l'evoluzione della regolamentazione del settore costituiscono un elemento di rischio nella gestione dei contratti di *take-or-pay*.

Nel 2005 i ritiri di gas di Eni in esecuzione dei contratti *take-or-pay* sono stati di circa 3,8 miliardi di metri cubi superiori agli obblighi minimi di prelievo.

■ Vendite di gas naturale

(miliardi di metri cubi)	2004	2005	Variazione	
			assoluta	%
Grossisti	14,95	13,26	(1,69)	(11,3)
Gas Release	0,54	1,95	1,41	n.s.
Clienti finali:	34,62	37,30	2,68	7,7
- industriali	12,30	12,95	0,65	5,3
- termoelettrici	15,92	17,60	1,68	10,6
- residenziali	6,40	6,75	0,35	
Italia	50,11	52,51	2,40	4,8
Resto d'Europa	14,27	11,45	(2,82)	(19,8)
Totale vendite a terzi	64,38	63,96	(0,42)	(0,7)
Vendite a società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	3,70	5,54	1,84	49,7
	68,08	69,50	1,42	2,1

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.

I dati relativi al 2005 non includono i volumi venduti nell'ambito di accordi di swap. Per rendere omogeneo il confronto, i dati del 2004 sono stati oggetto di riclassifica. I volumi venduti nel 2005 nell'ambito di accordi di swap sono di 1,20 miliardi di metri cubi (0,64 miliardi di metri cubi nel 2004).

Nel 2005 le vendite di gas naturale a terzi (63,96 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,42 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari allo 0,7% a seguito della flessione delle vendite nel resto d'Europa, parzialmente assorbita dall'incremento delle vendite in Italia.

Le vendite di gas naturale in Italia (52,51 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,40 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 4,8%, per effetto degli incrementi, anche a seguito dell'effetto climatico, registrati nelle vendite ai clienti finali che hanno riguardato i settori termoelettrico (1,68 miliardi di metri cubi, pari al 10,6%), industriale (0,65 miliardi di metri cubi, pari al 5,3%) e residenziale (0,35 miliardi di metri cubi, pari al 5,5%). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione delle vendite ai grossisti (-1,69 miliardi di metri cubi, pari all'11,3%) connessa essenzialmente all'effetto del provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (la cosiddetta *gas release*¹⁾).

Le vendite nel resto d'Europa (11,45 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 2,82 miliardi di metri cubi, pari al 19,8%, principalmente a seguito della riduzione delle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori italiani del settore (-1,6 miliardi di metri cubi) connessa alla progressiva entrata a regime delle vendite di gas libico da parte della controllata Eni North Africa BV. Questa diminuzione è stata parzialmente compensata dagli incrementi registrati: (i) in Francia (0,50 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita delle forniture a clienti industriali e grossisti; (ii) in Germania e in Austria (0,34 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita delle forniture alla GVS (Eni 50%) e ad altri operatori di mercato.

(1) Nel giugno 2004 è stata concordata con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato la cessione da parte di Eni, al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004-30 settembre 2008.

70557-432

Gli autoconsumi² (5,54 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 1,84 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 49,7%, per effetto essenzialmente dei maggiori volumi forniti a EniPower in relazione all'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva.

■ Divisione Refining & Marketing

■ Approvvigionamento e commercializzazione

Nel 2005 sono state acquistate 63,01 milioni di tonnellate di petrolio (63,72 milioni nel 2004), di cui 37,30 milioni dal settore Exploration & Production, 13,93 milioni dai paesi produttori con contratti a termine e 11,78 milioni sul mercato *spot*. La ripartizione degli acquisti per area geografica è la seguente: 25% dall'Africa Occidentale, 20% dall'Africa Settentrionale, 15% dal Mare del Nord, 12% dai paesi dell'ex CSI, 17% dal Medio Oriente, 8% dall'Italia e 3% da altre aree. Sono state commercializzate 32,11 milioni di tonnellate di petrolio³ con una diminuzione di 1,30 milioni di tonnellate rispetto al 2004, pari al 4%, a seguito essenzialmente della minore attività di *trading*. Sono state acquistate inoltre: (i) 8,84 milioni di tonnellate di prodotti (9,35 milioni nel 2004) destinati alla vendita sul mercato italiano (4,95 milioni di tonnellate), a completamento delle disponibilità di produzione, e sui mercati esteri (3,89 milioni di tonnellate); (ii) 3,58 milioni di tonnellate di semilavorati (3,10 milioni nel 2004) per l'impiego come materia prima negli impianti di conversione.

APPROVVIGIONAMENTI DI GREGGIO

(milioni di tonnellate)	2004	2005		
Produzione Eni estero	31,70	32,86		
Produzione Eni nazionale	4,03	4,44		
Totale produzione Eni	35,73	37,30		
Acquisti <i>spot</i>	8,79	11,78		
Contratti a termine	19,20	13,93	(5,27)	(27,45)
	63,72	63,01	(0,71)	(1,12)



■ Trasporto via mare

Il trasporto via mare di petrolio e di prodotti petroliferi è stato effettuato con 30 navi noleggiate con contratti a tempo (*time charter*) e con 413 navi noleggiate con contratti a viaggi singoli (contratti *spot*). Sono state movimentate 27,4 milioni di tonnellate di petrolio (24 milioni di tonnellate nel 2004), di cui 5,5 milioni per conto terzi e circa 15,4 milioni di tonnellate di prodotti petroliferi, di cui 1,2 milioni per conto terzi. I trasporti con l'utilizzo di navi *time charter* hanno riguardato 14,7 milioni di tonnellate di petrolio e 11 milioni di tonnellate di prodotti.

È stata intensificata l'attività di selezione della qualità delle navi utilizzate per il trasporto (*vetting*) con l'obiettivo di migliorare ulteriormente lo standard qualitativo e di ridurre l'età media. I contratti *time charter* stipulati nell'esercizio hanno riguardato unità di nuova generazione, portando a 3,5 anni l'età media della flotta impiegata per i contratti internazionali (4,2 anni nel 2004).

In un contesto di mercato dei noli caratterizzato da una forte volatilità e da tariffe elevate, il ricorso ai *time charter* con termini temporali più estesi ha consentito di ottenere vantaggi di costo rispetto ai contratti *spot*.

■ Raffinazione

Nel 2005 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio in Italia (34,22 milioni di tonnellate) sono aumentate di 0,86 milioni di tonnellate rispetto al 2004, pari al 2,6%, a seguito delle maggiori lavorazioni sulle raffinerie di Taranto, Sannazzaro e Livorno, anche in relazione a minori fermate per manutenzione. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto della fermata per manutenzione della raffineria di Porto Marghera. In aumento le lavorazioni sulle raffinerie di terzi, in particola-

(2) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.Lgs. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei tetti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

(3) La Divisione Refining & Marketing acquista circa i due terzi dell'intera produzione venduta di greggi e condensati della Divisione Exploration & Production e delle società del settore e vende sul mercato i greggi e i condensati che per l'area geografica di produzione o per le loro caratteristiche non è economico utilizzare nelle proprie raffinerie.

8403

re sulla raffineria di Milazzo (Eni 50%). Le lavorazioni complessive (in conto proprio e in conto terzi) sulle raffinerie di proprietà sono state di 27,34 milioni di tonnellate (26,76 milioni nel 2004) con il pieno utilizzo della capacità bilanciata, analogamente al 2004. Il 33,9% del petrolio lavorato (10,38 milioni di tonnellate) è di produzione Eni (35,8% nel 2004).

DISPONIBILITÀ DI PRODOTTI PETROLIFERI

(milioni di tonnellate)	2004	2005	Variazione	
			assoluta	%
Lavorazioni sulle raffinerie di proprietà	26,76	27,34	0,58	2,2
Lavorazioni in conto terzi	(1,50)	(1,70)	(0,20)	13,3
Lavorazioni sulle raffinerie di terzi	8,10	8,58	0,48	5,9
Lavorazioni in conto proprio	33,36	34,22	0,86	2,6
Consumi e perdite	(1,38)	(1,65)	(0,27)	19,6
Prodotti disponibili da lavorazioni in Italia	31,98	32,57	0,59	1,8
Acquisti di prodotti finiti e variazione scorte	9,47	8,68	(0,79)	(8,3)
Consumi per produzione di energia elettrica	(0,23)	(0,25)	(0,02)	8,7
Prodotti venduti in Italia e all'estero	41,22	41,00	(0,22)	(0,5)

PRODUZIONI IN CONTO PROPRIO PER PRODOTTO

(milioni di tonnellate)	2004	2005	Variazione	
			assoluta	%
Gasolio	12,29	12,72	0,43	3,5
Benzine	8,23	8,19	(0,04)	(0,5)
Olio combustibile	4,45	4,78	0,33	7,4
Cherosene	1,20	1,25	0,05	4,2
Virgin nafta	1,04	1,29	0,25	24,0
Basi lubrificanti	0,53	0,65	0,12	22,6
GPL	0,67	0,50	(0,17)	(25,4)
Altri	3,57	3,19	(0,38)	(10,6)
Totale	31,98	32,57	0,59	1,8



70557-434

■ Distribuzione di prodotti petroliferi

VENDITE DI PRODOTTI PETROLIFERI ⁽¹⁾

(milioni di tonnellate)	2004	2005	Variazione	
			assoluta	%
Rete	8,89	8,76	(0,13)	(1,5)
Extrarete	4,50	4,43	(0,07)	(1,6)
	13,39	13,19	(0,20)	(1,5)
Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA	9,61	8,79	(0,82)	(8,5)
Altre vendite ⁽²⁾	5,43	5,89	0,46	8,5
Petrolchimica	3,02	3,05	0,03	1,0
Vendite in Italia	31,45	30,92	(0,53)	(1,7)
Vendite a terzi estero	6,81	7,48	0,67	9,8
Vendite a società del Gruppo all'estero	2,96	2,60	(0,36)	(12,2)
Vendite in Italia e all'estero	41,22	41,00	(0,22)	(0,5)

(1) Il 6 settembre 2005 Eni ha venduto il 100% delle azioni rappresentative del capitale sociale della IP all'api - anonima petroli italiana SpA. V. il capitolo della "Relazione sulla gestione al bilancio consolidato". Fino al 1° settembre 2005 i volumi venduti alla IP sono classificati tra le "Vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni"; successivamente sono inclusi nelle "Altre vendite". Complessivamente le vendite alla IP diminuiscono di circa 90 mila tonnellate rispetto al 2004 (da 2,03 a 1,94 milioni di tonnellate).

(2) Comprende i carburanti per bunkeraggio e le vendite a società petrolifere.

Le vendite di prodotti petroliferi (41 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,22 milioni di tonnellate, pari allo 0,5%, a seguito essenzialmente delle minori vendite rete ed extrarete (complessivamente 0,20 milioni di tonnellate), alle minori vendite all'AgipFuel (0,17 milioni di tonnellate) e alla IP (0,09 milioni di tonnellate), per i minori consumi nazionali, nonché alle minori vendite di combustibili *bunker* (0,06 milioni di tonnellate). Queste riduzioni sono state in parte assorbite dalle maggiori vendite all'estero (0,32 milioni di tonnellate), in particolare a società petrolifere e a *trader*.

Vendite rete Italia

Le vendite di prodotti petroliferi sul mercato rete in Italia (8,76 milioni di tonnellate) sono diminuite di 0,13 milioni di tonnellate, pari all'1,5%, a seguito essenzialmente della riduzione dei consumi nazionali dell'1,9%. Questo fattore negativo è stato parzialmente compensato dal miglioramento di efficienza della rete e dal risultato positivo delle campagne promozionali. La quota di mercato è aumentata di 0,2 punti percentuali, passando dal 29,5% al 29,7%; l'erogato medio è invece flessione (-0,7%) rispetto al 2004 (da 2.528 a 2.509 mila litri).

Al 31 dicembre 2005 la rete di distribuzione è costituita da 4.349 stazioni di servizio, di cui circa il 77% di proprietà, con un aumento di 20 unità rispetto al 31 dicembre 2004 derivante dal saldo positivo delle stipule/risoluzioni di contratti di convenzionamento (27 unità), dall'apertura di nuove stazioni di servizio (12 unità) e dall'aumento delle stazioni di servizio autostradali (2 unità); questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla chiusura di impianti a basso erogato (21 unità).

Le vendite di BluDiesel – il gasolio a elevate prestazioni e a contenuto impatto ambientale commercializzato sulla rete a marchio Agip – sono state di 1,0 miliardi di litri con una diminuzione di circa il 13% rispetto al 2004 per effetto essenzialmente della crescente attenzione da parte dei clienti al prezzo del carburante in un contesto generale di prezzi ai massimi storici. Nel 2005 le vendite di BluDiesel hanno rappresentato il 17,3% dei volumi complessivi di gasolio venduti sulla rete (20,6% nel 2004) e il 5,6% delle vendite totali di gasolio sul mercato italiano (6,7% nel 2004). A fine 2005 le stazioni di servizio che commercializzano BluDiesel sono oltre 4.000 (circa 3.900 a fine 2004), pari a circa il 92% del totale.

Le vendite di BluSuper – la benzina a elevate prestazioni e a contenuto impatto ambientale lanciata sul mercato nel giugno 2004 – sono state di 150 milioni di litri. A fine 2005 le stazioni di servizio che commercializzano BluSuper sono 1.719 (circa 1.000 a fine 2004), pari a circa il 39% del totale.

È proseguita con successo l'iniziativa promozionale "Club Fai da Te" che prevede a ogni rifornimento presso le "Isole Fai da Te" l'accredito di punti-premio su di una *fidelity card*. Al raggiungimento di determinati volumi di acquisto, l'automobilista ottiene il riconoscimento di sconti sull'acquisto di carburanti o di premi (accordi con Vodafone e Coop); sono previsti ulteriori bonus per i clienti più fedeli. A fine 2005 le *card* attive sono circa 3,8 milioni; l'incremento dei punti registrati sulle carte è di circa il 9% rispetto al 2004. Il volume venduto attraverso le *fidelity card* è stato pari a circa il 37% dell'erogato nelle stazioni aderenti all'iniziativa (circa il 30% dell'erogato complessivo).

VENDITE SUL MERCATO RETE

(milioni di tonnellate)	2004	2005	Variazione	
			assoluta	%
Gasolio	4,75	4,92	0,17	3,6
Benzina	3,93	3,64	(0,29)	7,4
GPL	0,20	0,19	(0,01)	0,3
Lubrificanti	0,01	0,01	0,00	0,0
Totale	8,89	8,76	(0,13)	1,5
Numero stazioni di servizio	4.329	4.349	20	0,5

Vendite sul mercato extrarete e altre vendite

Le vendite sul mercato extrarete in Italia (4,43 milioni di tonnellate) sono diminuite di 70 mila tonnellate rispetto al 2004, pari all'1,5%, a seguito essenzialmente delle minori vendite di olio combustibile al settore termoelettrico per effetto della progressiva sostituzione con il gas naturale nell'alimentazione delle centrali.

Le vendite ad altre società del Gruppo/Divisioni di Eni SpA in Italia di 8,79 milioni di tonnellate (9,61 milioni nel 2004) hanno riguardato in particolare le forniture: (i) all'AgipFuel SpA (5,89 milioni di tonnellate), che vende ai grandi e piccoli rivenditori e ai consumatori; (ii) alla IP SpA fino alla cessione avvenuta il 6 settembre 2005 (con effetto dal 1° settembre 2005) (1,30 milioni di tonnellate); (iii) alla Raffineria di Gela SpA (1,20 milioni di tonnellate); (iv) all'EniPower SpA (233 mila tonnellate).

Le altre vendite (5,89 milioni di tonnellate) sono aumentate di 460 mila tonnellate, pari all'8,5%, a seguito delle maggiori vendite alla IP a partire dal 1° settembre 2005 (635 mila tonnellate), parzialmente assorbite dalle minori vendite ad altre società petrolifere e ai trader.

Le vendite alla Petrolchimica in Italia (3,05 milioni di tonnellate) sono aumentate di 21 mila tonnellate, pari a circa l'1%, a seguito essenzialmente della maggiore domanda di prodotti specifici da produzione di raffinaria.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005	Variazione	
			assoluta	%
Divisione Exploration & Production	431	395	(36)	(8,4)
Divisione Gas & Power	48	9	(39)	(81,3)
Divisione Refining & Marketing	506	411	(95)	(18,8)
Corporate	61	49	(12)	(19,7)
Investimenti tecnici	1.046	864	(182)	(17,4)

Gli investimenti tecnici della Divisione Exploration & Production (395 milioni di euro) riguardano essenzialmente le attività di sviluppo (341 milioni di euro; 353 nel 2004) e l'attività esplorativa (43 milioni di euro; 67 nel 2004).

70557 - 436

Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) la prosecuzione del programma di sviluppo dei giacimenti *onshore* Candela e Miglianico e il completamento dello sviluppo *offshore* di Naide; (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e di allacciamento dei pozzi di sviluppo in Val d'Agri; (iii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Annabella, Armida, Barbara, Garibaldi per il gas; Rospo per il petrolio); (iv) l'avvio della realizzazione di un *sea-line* addizionale per la gestione ottimale dei campi collegati alla centrale di Fano; (v) l'avvio della fase progettuale dello sviluppo del campo di Annamaria nel Mare Adriatico.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato essenzialmente l'Italia settentrionale. È iniziata la perforazione di 3 pozzi di cui 2 conclusi nell'anno. L'attività esplorativa ha dato esito positivo con il pozzo Mezzocolle 1 (Eni 100%) mineralizzato a gas nel permesso Imola sull'Appennino emiliano.

Gli investimenti tecnici della Divisione Gas & Power (9 milioni di euro) hanno riguardato principalmente la fase progettuale per la realizzazione di un sistema per la riparazione di condotte sottomarine.

Gli investimenti tecnici della Divisione Refining & Marketing (411 milioni di euro) hanno riguardato principalmente: (i) la raffinazione (214 milioni di euro), in particolare interventi per il miglioramento della flessibilità del sistema e delle rese degli impianti, tra cui il completamento dell'impianto di gassificazione dei residui pesanti di lavorazione presso la raffineria di Sannazzaro, la logistica (20 milioni di euro) e gli interventi per il rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (53 milioni di euro); (ii) la rete di distribuzione di prodotti petroliferi (151 milioni di euro), riferiti in particolare alla ristrutturazione, al potenziamento e alla realizzazione di nuovi impianti (110 milioni di euro), nonché al rispetto della normativa in materia di salute, sicurezza e ambiente (30 milioni di euro); (iii) il GPL (19 milioni di euro). Gli investimenti complessivi in salute, sicurezza e ambiente sono stati di 96 milioni di euro (23% del totale).

Gli investimenti tecnici della Corporate (49 milioni di euro) hanno riguardato il progetto EST (33 milioni di euro) e le attrezzature informatiche (16 milioni di euro).

■ Ricerca scientifica e tecnologica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano a 177 milioni di euro (181 milioni di euro nel 2004), di cui 43 riferiti alla Divisione Exploration & Production, 27 alla Divisione Refining & Marketing e 107 alla Corporate riguardanti in particolare il concorso di Eni ai progetti di ricerca sviluppati dalle società del Gruppo (74 milioni di euro) e il progetto EST (33 milioni di euro). Informazioni sui principali temi e sui risultati della ricerca sono indicati nel capitolo "Ricerca scientifica e tecnologica" della relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

Fondo speciale rotativo per l'Innovazione Tecnologica - FIT (Legge 17 febbraio 1982 n. 46, artt. 14-18)

Il Ministero delle attività produttive ha riconosciuto a Eni SpA agevolazioni finanziarie per alcuni progetti di ricerca attuati o in corso di attuazione. In ottemperanza a quanto previsto dall'art. 8 degli appositi decreti di concessione, sono indicati di seguito i costi sostenuti fino al 31 dicembre 2005 per i quali si è ottenuto, oppure si è chiesto agli enti competenti, il riconoscimento dell'agevolabilità a fronte di ciascun programma di ricerca:

(migliaia di euro)

Programma di ricerca	Numero e data del decreto del Ministero delle attività produttive	Costi
Metodi avanzati per il monitoraggio della subsidenza e la modellizzazione dei giacimenti	180 del 4/10/2002	2.365
Acquisizione sismica ad alta risoluzione	181 del 4/10/2002	3.004
Applicazioni di geoscienze su HPC	310 del 18/12/2002	4.937
Sviluppi e metodologie innovative per la migrazione 3D e l'inversione dei dati sismici	311 del 18/12/2002	2.298
Fluidi di perforazione per <i>Advanced Wells</i>	368 del 16/5/2003	1.134
<i>Geosteering</i>	611 del 20/11/2003	10.214

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Signori Azionisti, il bilancio dell'esercizio 2005 che sottoponiamo alla Vostra approvazione chiude con l'utile netto di 5.288 milioni di euro con un incremento di 604 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente, pari al 12,9%, dovuto essenzialmente ai maggiori proventi netti su partecipazioni (2.068 milioni di euro) – connessi in particolare ai maggiori dividendi distribuiti dall'Eni International BV (1.237 milioni di euro), da Snam Rete Gas SpA (526 milioni di euro) e da Italgas SpA (203 milioni di euro), nonché alle riprese di valore di partecipazioni in precedenza svalutate effettuate per tener conto del positivo andamento economico delle società (Eni Investment Plc 358 milioni di euro, Polimeri Europa SpA 305 milioni di euro) – solo in parte assorbiti dalla maggiore svalutazione della partecipazione nella Syndial SpA (508 milioni di euro). Questo aumento è stato in parte assorbito: (i) dalla circostanza che nell'esercizio 2004 vennero rilevati gli effetti (1.076 milioni di euro) dell'eliminazione delle rettifiche di valore operate in precedenti esercizi in applicazione di norme tributarie, ai sensi del D.Lgs. 27 gennaio 2003, n. 6 (c.d. Riforma Vietti); (ii) dalla variazione negativa degli oneri straordinari netti di 412 milioni di euro dovuta essenzialmente all'accantonamento della sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (290 milioni di euro) e a maggiori accantonamenti a fondi rischi, in particolare di natura ambientale.

■ Conto economico riclassificato

(milioni di euro)	Pro-forma 2003 ⁽¹⁾	2004	2005	Variazione
Ricavi della gestione caratteristica	29.982	34.017	44.812	10.795
Altri ricavi e proventi	304	376	285	(91)
Costi operativi	(26.214)	(30.262)	(41.033)	(10.771)
Ammortamenti e svalutazioni	(914)	(907)	(809)	98
Utile operativo	3.158	3.224	3.255	31
Oneri finanziari netti	(3)	(56)	(24)	32
Proventi netti su partecipazioni	1.375	1.394	3.462	2.068
Utile prima delle componenti straordinarie e delle imposte	4.530	4.562	6.693	2.131
Proventi (oneri) straordinari netti	96	(55)	(467)	(412)
Eliminazione interferenze fiscali		1.076		(1.076)
Utile prima delle imposte	4.626	5.583	6.226	643
Imposte sul reddito	(626)	(899)	(938)	
Rettifiche di valore operate in applicazione di norme tributarie	(1.102)			
Utile netto	2.898	4.684	5.288	604

(1) Assume l'efficacia dal 1° gennaio 2003 delle incorporazioni di Italgas Più SpA e di EniData SpA incorporate da Eni SpA con atto di fusione stipulato in data 16 dicembre 2004.

Ricavi della gestione caratteristica

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Divisione E&P	2.621	2.679	3.085	406
Divisione G&P	12.799	13.050	16.639	3.589
Divisione R&M	16.895	20.609	27.777	7.168
Corporate	279	466	542	76
Elisioni	(2.612)	(2.787)	(3.231)	(444)
	29.982	34.017	44.812	10.795

I ricavi della Divisione E&P (3.085 milioni di euro) sono aumentati di 406 milioni di euro, pari al 15,2%, a seguito essenzialmente dell'incremento del prezzo di vendita in euro del greggio (+46%) e del gas naturale (+18%), i cui effetti sono stati in parte assorbiti: (i) dall'impatto derivante dal conferimento del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" (7,7 milioni di boe) alla controllata (100%) Eni Mediterranea Idrocarburi SpA ("EniMed") effettuato il 1° gennaio 2005; (ii) dalla riduzione dei volumi venduti di idrocarburi di 3,1 milioni di boe (da 88,5 a 85,4 milioni di boe) connessa al declino di campi maturi (8,4 milioni di boe), in parte compensato dalla crescita della produzione in Val d'Agri (5,3 milioni di boe).

70557 - 438

I ricavi della Divisione G&P (16.639 milioni di euro) sono aumentati di 3.589 milioni di euro, pari al 27,5%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento dei prezzi connesso al favorevole andamento dei parametri energetici di riferimento, in parte assorbito dagli effetti della pressione competitiva; (ii) dell'incremento dei volumi di gas venduti di 1,4 miliardi di metri cubi (da 68,1 a 69,5 miliardi di metri cubi), pari al 2,1%. Le maggiori vendite effettuate in Italia (4,2 miliardi di metri cubi), in particolare al settore termoelettrico e industriale sono state parzialmente assorbite dalle minori vendite a importatori italiani di gas libico ora forniti, tramite il gasdotto Greenstream entrato in esercizio a fine 2004, dalla controllata Eni North Africa BV (100% Eni International BV).

I ricavi della Divisione R&M (27.777 milioni di euro) sono aumentati di 7.168 milioni di euro, pari al 34,8%, a seguito essenzialmente dell'incremento delle quotazioni internazionali dei greggi e dei prodotti petroliferi (Brent +42%; benzina +32%; gasolio +46%) e dai maggiori volumi di greggio *equity* commercializzati (2 milioni di tonnellate), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dalla riduzione dei volumi venduti di greggio nell'attività di *trading* (3,3 milioni di tonnellate).

I ricavi della Corporate (542 milioni di euro) sono aumentati di 76 milioni di euro, pari al 16,3%, di cui 63 riferiti a servizi forniti all'incorporata Italgas Più (Divisione G&P) non gestiti dalla Corporate nell'esercizio precedente. I maggiori ricavi riguardano essenzialmente: (i) servizi di informatica per 27 milioni di euro; (ii) servizi generali (gestione immobili, parco autovetture, aerei aziendali, etc.) per 21 milioni di euro; (iii) servizi di comunicazione e pubblicità per 12 milioni di euro riferiti alla campagna pubblicitaria di *rebranding* del marchio Italgas Più; (iv) altri servizi (servizi amministrativi, servizi di approvvigionamento e servizi per il personale) per 8 milioni di euro.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi di 285 milioni di euro sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Locazioni, affitti e noleggi	92	69	70	1
Proventi da derivati su merci	57	83	68	(15)
Plusvalenze da cessione di immobilizzazioni	13	13	26	13
Utilizzo fondi per rischi e oneri	38	5	22	17
Risarcimento danni	15	16	13	(3)
Utilizzo fondo svalutazione crediti	16	4	7	3
Valutazione al valore corrente/realizzo di crediti in natura		42		(35)
Proventi da cessione di contratti di trasporto		39		(39)
Altri proventi	73	105		(33)
	304	376		(91)

Le locazioni, affitti e noleggi di 70 milioni di euro riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività *non-oil* (officine, lavaggi, bar, ristoranti e *convenience-store*), i proventi da affitto del ramo di azienda "Attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

I proventi da derivati su merci di 68 milioni di euro riguardano i differenziali maturati sui contratti di copertura dal rischio prezzo relativo alla commercializzazione di greggi e di prodotti.

Le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni di 26 milioni di euro riguardano essenzialmente la vendita a terzi del deposito di prodotti petroliferi di Napoli (15 milioni di euro) e di terreni.

L'utilizzo fondi per rischi e oneri di 22 milioni di euro riguarda in particolare l'utilizzo per esuberanza: (i) del fondo intersocietario costituito negli anni 2001-2003 per la realizzazione del piano nazionale di chiusura volontaria di stazioni di servizio (11 milioni di euro); (ii) del fondo costituito a fronte degli oneri connessi al noleggio del mezzo navale di perforazione Saipem 10000 (5 milioni di euro).

Gli altri proventi di 72 milioni di euro riguardano tra l'altro: (i) la sopravvenienza attiva derivante dalla definizione di una partita debitoria su approvvigionamenti di gas (21 milioni di euro); (ii) i compensi corrisposti dai gestori relativi alla vendite effettuate tramite carte di pagamento "*multicard*" (12 milioni di euro); (iii) i rimborsi di oneri assicurativi sostenuti in precedenti esercizi e altri rimborsi (11 milioni di euro); (iv) gli addebiti per costi sostenuti nell'interesse di società controllate o di terzi.

2005

Costi operativi

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

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Divisione E&P	726	712	1.008	296
Divisione G&P	10.906	11.463	15.180	3.717
Divisione R&M	16.142	19.608	26.613	7.005
Corporate	379	565	690	125
Elisioni	(2.611)	(2.787)	(3.231)	(444)
Eliminazione utili interni ⁽¹⁾	(10)	(4)	20	24
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	25.532	29.557	40.280	10.723
Costo lavoro	682	705	753	48
	26.214	30.262	41.033	10.771

(1) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

I costi operativi della Divisione E&P (1.008 milioni di euro) sono aumentati di 296 milioni di euro, pari al 41,6%, a seguito essenzialmente: (i) del maggiore accantonamento al fondo smantellamento e ripristino siti (213 milioni di euro) dovuto in particolare alla revisione di precedenti stime a seguito di un aggiornamento della previsione dei costi unitari e delle tempistiche di esecuzione lavori; (ii) dell'incremento delle *royalty* sulle concessioni di produzione (60 milioni di euro), anche in relazione alla circostanza che nel 2004 venne rilevata una rettifica positiva di precedenti stime di 32 milioni di euro; (iii) dell'aumento dei costi assicurativi (21 milioni di euro)⁴. Questi aumenti sono stati in parte compensati dagli effetti del conferimento del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia" a EniMed.

I costi operativi della Divisione G&P (15.180 milioni di euro) sono aumentati di 3.717 milioni di euro, pari al 32,4%, a seguito essenzialmente: (i) dell'aumento dei prezzi medi di acquisto del gas connesso all'incremento dei parametri energetici di riferimento; (ii) dei maggiori accantonamenti ai fondi rischi (332 milioni di euro) riguardanti in particolare la stima (220 milioni di euro) degli effetti della delibera 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (v. commento all'utile operativo); (iii) dei maggiori volumi acquistati (+1,74 miliardi di metri cubi, pari al 2,6%). Questi aumenti sono stati parzialmente compensati dalla riduzione dei costi di trasporto in Italia per le minori capacità impegnate connesse alle vendite a operatori italiani al punto di entrata della rete nazionale di gasdotti concordate con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (c.d. "gas release").

I costi operativi della Divisione R&M (26.613 milioni di euro) sono aumentati di 7.005 milioni di euro, pari al 35,7%, a seguito essenzialmente dell'incremento dei costi di approvvigionamento delle materie prime (Brent +42%), i cui effetti sono stati in parte compensati dalla riduzione dei volumi di acquisto di prodotti di 1 milione di tonnellate (da 7,9 a 6,9 milioni di tonnellate) e di greggi di 0,7 milioni di tonnellate (da 63,7 a 63 milioni di tonnellate).

I costi operativi della Corporate (690 milioni di euro) sono aumentati di 125 milioni di euro, pari al 22,1%, di cui 62 riferiti a servizi forniti all'incorporata Italgas Più per attività non gestite dalla Corporate nell'esercizio precedente. I maggiori costi riguardano: (i) l'informatica per 51 milioni di euro; (ii) la comunicazione istituzionale e la pubblicità per 20 milioni di euro, dei quali 12 per la campagna di *rebranding* ex Italgas Più e 7 milioni di euro per la campagna istituzionale Eni; (iii) i servizi generali per 20 milioni di euro; (iv) i progetti di ricerca per 17 milioni di euro, di cui 6 relativi a nuovi progetti; (v) gli altri servizi per 11 milioni di euro; (vi) oneri diversi per 6 milioni di euro.

(4) Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd; l'aumento dei costi assicurativi è connesso all'elevata sinistrosità verificatasi nel 2004 e nel 2005 che nell'esercizio ha determinato un extra premio, nonché l'adeguamento del fondo rischi e spese future alla stima della maggiorazione dei premi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi, ipotizzando un livello di sinistrosità "normale".

70557 - 440

Costo lavoro

Il costo lavoro (753 milioni di euro) è aumentato di 48 milioni di euro, pari al 6,8%, a seguito essenzialmente della dinamica retributiva, nonché del maggior costo a carico dell'esercizio dei piani di *stock option* e *stock grant* (11 milioni di euro), i cui effetti sono stati in parte assorbiti dall'impatto del conferimento a EniMed (208 persone).

Il numero dei dipendenti in servizio al 31 dicembre è indicato nelle tabelle seguenti:

Categorie contrattuali	2003	2004	2005	Variazione
Dirigenti	476	555	551	(4)
Quadri	2.698	3.119	3.167	48
Impiegati	4.752	6.168	6.098	(70)
Operai	1.679	1.628	1.512	(116)
	9.605	11.470	11.328	(142)

Divisioni	2003	2004	2005	Variazione
E&P	3.290	3.124	2.988	(136)
G&P	593	1.734	1.713	(21)
R&M	4.372	4.444	4.414	(30)
Corporate	1.350	2.168	2.213	45
	9.605	11.470	11.328	(142)

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Divisione E&P	473	468	417	(51)
Divisione G&P	60	68	53	(15)
Divisione R&M	311	298	283	(15)
Corporate	70	61	53	(8)
Totale ammortamenti	914	895	806	(89)
Svalutazioni		12	3	(9)
	914	907		(98)

- Gli ammortamenti e le svalutazioni di 809 milioni di euro sono diminuiti di 98 milioni di euro; in particolare:
- la riduzione degli ammortamenti registrata dalla Divisione E&P di 51 milioni di euro è connessa agli effetti del conferimento a EniMed (27 milioni di euro) e alla diminuzione dei costi di ricerca esplorativa (24 milioni di euro);
 - la riduzione degli ammortamenti della Divisione G&P di 15 milioni di euro, pari al 22,1%, è connessa essenzialmente al progressivo completamento dell'ammortamento di immobilizzazioni immateriali;
 - la riduzione degli ammortamenti registrata dalla Divisione R&M di 15 milioni di euro è connessa essenzialmente al completamento degli ammortamenti di stazioni di servizio autostradali in concessione (8 milioni di euro) e a minori ammortamenti di beni materiali e immateriali di natura informatica (6 milioni di euro);
 - la riduzione degli ammortamenti registrata nella Corporate di 8 milioni di euro è connessa essenzialmente ai minori costi d'investimento del progetto *Eni Slurry Technology* (10 milioni di euro), interamente ammortizzati nell'esercizio.
- Le svalutazioni di 3 milioni di euro riguardano in particolare asset minerari.

Utile operativo

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Divisione E&P	1.280	1.352	1.484	132
Divisione G&P	1.800	1.526	1.354	(172)
Divisione R&M	367	646	801	155
Corporate	(299)	(304)	(364)	(60)
Eliminazione utili interni ⁽¹⁾	10	4	(20)	(24)
	3.158	3.224	3.255	31

(1) Gli utili interni riguardano gli utili conseguiti sulle cessioni interdivisionali di gas e greggio in rimanenza a fine esercizio.

L'utile operativo della Divisione E&P di 1.484 milioni di euro è aumentato di 132 milioni di euro, pari al 9,8%, a seguito essenzialmente dell'aumento del prezzo di vendita in euro del greggio (+46%) e del gas naturale (+18%). Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti: (i) dall'aumento dei costi operativi a seguito essenzialmente dei maggiori accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti, dall'incremento delle *royalty* e dai maggiori costi assicurativi (v. commento dei costi operativi); (ii) dagli effetti del conferimento a EniMed del ramo d'azienda "Attività E&P Sicilia"; (iii) dai minori volumi venduti di idrocarburi (v. commento dei ricavi della gestione caratteristica).

L'utile operativo della Divisione G&P di 1.354 milioni di euro è diminuito di 172 milioni di euro, pari all'11,3%, a seguito essenzialmente: (i) dell'accantonamento al fondo rischi della stima dell'impatto dell'applicazione, con effetto dal 1° gennaio 2005, della delibera 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas⁵ (220 milioni di euro); (ii) della circostanza che nell'esercizio 2004 vennero conseguiti proventi (40 milioni di euro) connessi alla cessione dei contratti di trasporto attivi sul tratto svizzero (Transitgas) a Eni CH SA (100% Eni); (iii) della flessione dei margini commerciali a scenario costante connessa alla pressione competitiva, solo in parte compensata dal favorevole andamento dei parametri energetici di riferimento per la determinazione dei prezzi del gas naturale in acquisto e in vendita. Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati: (i) dall'aumento dei volumi venduti (1,4 miliardi di metri cubi); (ii) dall'emergere della riserva Lifo connessa alla riduzione delle rimanenze di gas (42 milioni di euro).

L'utile operativo della Divisione R&M di 801 milioni di euro è aumentato di 155 milioni di euro, pari al 24,0%, a seguito essenzialmente: (i) dell'incremento del margine di raffinazione (+1,43 dollari/barile il margine sul Brent; da 4,35 a 5,78 dollari al barile) e delle maggiori lavorazioni sulle raffinerie, anche a seguito delle minori fermate per manutenzione, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto della fermata della raffineria di Gela nella prima parte dell'anno a seguito della forte mareggiata di fine dicembre 2004; (ii) del maggior risultato dell'attività commerciale, parzialmente assorbito dall'incremento delle attività di autostradali e dal minor risultato delle attività di commercializzazione di lubrificanti e prodotti speciali. Questi fattori positivi sono stati in parte assorbiti dai maggiori accantonamenti ai fondi rischi (40 milioni di euro), in particolare di natura ambientale, e dall'aumento dei costi assicurativi (25 milioni di euro).

La perdita operativa della Corporate di 364 milioni di euro è aumentata di 60 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'incremento dei costi di informatica di 48 milioni di euro, connesso alle maggiori attività svolte, e dei costi di comunicazione istituzionale di 7 milioni di euro.

(5) Informazioni sulla delibera sono fornite nel capitolo "Andamento operativo - Gas & Power - Regolamentazione - Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

70557 - 442

Oneri finanziari netti

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Utili (perdite) su cambi	2	12	(62)	(74)
Oneri finanziari netti	(63)	(58)	(33)	25
Proventi netti su derivati	5		5	5
Interessi su CCT	6	6	7	1
Interessi sui crediti verso l'Amministrazione finanziaria	19	13	14	1
Commissioni per servizi finanziari	33	36	45	9
Accantonamento al fondo rischi		(64)		64
Svalutazione crediti per interessi	(5)	(1)		1
	(3)	(56)	(24)	32

Gli oneri finanziari netti (24 milioni di euro) diminuiscono di 32 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) della circostanza che nell'esercizio 2004 venne effettuato un accantonamento al fondo rischi di 64 milioni di euro a fronte della cessione a British Telecom Plc del credito vantato verso Albacom SpA; (ii) della diminuzione degli oneri finanziari netti (25 milioni di euro) connessa essenzialmente al minore indebitamento netto. Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dalle perdite su cambi (62 milioni di euro) a fronte di un utile rilevato nell'esercizio precedente (12 milioni di euro).

Proventi netti su partecipazioni

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Dividendi	2.079	1.715	3.531	1.816
Altri proventi	7	117	826	709
Totale proventi	2.086	1.832	4.357	2.525
Svalutazioni e perdite	(711)	(438)	(895)	(457)
	1.375	1.394	3.462	2.068



I proventi e gli oneri su partecipazioni sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Dividendi				
Eni International BV	1.280	815	2.052	1.237
Snam Rete Gas SpA	187	196	722	526
Italgas SpA		70	273	203
Stoccaggi Gas Italia SpA	431	262	192	(70)
Ecofuel SpA	22	18	46	28
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	11	22	35	13
AgipFuel SpA	12	16	33	17
Sofid SpA	20	8	29	21
Saipem SpA	27	28	28	
EniPower SpA		81	23	(58)
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	22	24	19	(5)
PraoIl Oleodotti Italiani SpA	2	3	19	16
Società Petroliera Italiana SpA	9	105	18	(87)
Altre	56	67	42	(25)
	2.079	1.715	3.531	1.816
Altri proventi				
<i>Riprese di valore:</i>				
Eni Investments Plc ⁽¹⁾			358	358
Polimeri Europa SpA ⁽¹⁾			305	305
Altre	2		3	3
<i>Conferimenti:</i>				
Eni Congo Holding BV (a Eni International BV) ⁽²⁾			124	124
<i>Vendita azioni:</i>				
Nuovo Pignone Holding SpA		27	28	1
Compagnia Napoletana di Illum. e Scald. col Gas SpA (a Italgas SpA)		77		(77)
Fiorentina Gas SpA (a Italgas SpA)		12		(12)
Altre	5	1		
	7	117		
Totale proventi	2.086	1.832		

(1) V. nota n. 19 della Nota integrativa.

(2) V. nota n. 18 della Nota integrativa.

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Svalutazioni e perdite				
Syndial SpA	230	380	888	508
Albacom SpA	128	41		(41)
Polimeri Europa SpA	217			
Eni Investments Plc	102			
Altre	34	17	7	(10)
Totale oneri	711	438	895	457

7 0 5 5 7 - 4 4 4

(Oneri) proventi straordinari netti

Gli (oneri) proventi straordinari netti sono analizzati nella tabella seguente:

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Proventi straordinari				
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	227	220	151	(69)
Altri	29	12	60	48
Totale proventi straordinari	256	232	211	(21)
Oneri straordinari				
Accantonamenti ai fondi per rischi e oneri	(64)	(250)	(629)	(379)
Incentivazione all'esodo del personale	(34)	(18)	(38)	(20)
Minusvalenze	(49)			
Altri	(13)	(19)	(11)	8
Totale oneri straordinari	(160)	(287)	(678)	(391)
(Oneri) proventi straordinari netti	96	(55)	(467)	(412)

Le plusvalenze da cessioni e da conferimenti (151 milioni di euro) riguardano essenzialmente la plusvalenza conseguita nella cessione all'api - anonima petroli italiana SpA del 100% delle azioni rappresentative del capitale sociale della Italiana Petroli SpA.

Gli altri proventi straordinari di 60 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) l'utilizzo per esuberanza di parte del fondo costituito a fronte della valutazione degli sconti su tariffe di trasporto che, sulla base delle disposizioni della delibera 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sono da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento (28 milioni di euro); (ii) l'utilizzo per esuberanza del fondo dismissioni e ristrutturazioni in conseguenza dell'accordo transattivo concluso nel settembre 2005 con l'acquirente del terreno della ex raffineria di La Spezia (18 milioni di euro).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri (629 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) la sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (290 milioni di euro)⁶; (ii) gli oneri ambientali relativi principalmente a stazioni di servizio e a impianti di raffinazione (202 milioni di euro); (iii) gli oneri connessi alle garanzie prestate all'atto della dismissione di aziende, di partecipazioni e di beni immobili a favore di terzi (68 milioni di euro) e della Syndial (50 milioni di euro).

Imposte sul reddito

(milioni di euro)	2003	2004	2005	Variazione
Imposte correnti:				
- Irpeg/lres	(640)	(644)	(842)	(198)
- Irap	(131)	(160)	(199)	(39)
- Imposta sostitutiva	(88)			
- Crediti d'imposta	142			
	(717)	(804)	(1.041)	(237)
Imposte differite	(93)	(173)	(103)	70
Imposte anticipate	111	78	206	128
Utilizzo fondo imposte differite eccedente	73			
	91	(95)	103	198
	(626)	(899)	(938)	(39)

Le imposte sul reddito di 938 milioni di euro aumentano di 39 milioni di euro a seguito essenzialmente: (i) della circostanza che nel 2004 vennero rilevate imposte anticipate riferite alle differenze tra valori civilistici e fiscali determinatesi nei precedenti esercizi⁷ della Syndial SpA inclusa nel Consolidato fiscale nazionale (135 milioni di euro); (ii) della maggiore incidenza di dividendi imponibili (26 milioni di euro); (iii) della differenza tra la stima delle imposte relative agli esercizi 2003 e 2004 e quelle determi-

(6) Informazioni sulla sanzione sono fornite nel capitolo "Andamento operativo - Gas & Power - Regolamentazione - Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato.

(7) Secondo quanto prevede il Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del Consolidato fiscale nazionale per le società del Gruppo Eni introdotto nel 2004 a seguito dell'entrata in vigore della Riforma fiscale, solo le società con prospettive di redditività che consentono la rilevazione di imposte anticipate hanno diritto alla retrocessione del risparmio d'imposta derivante dal proprio imponibile negativo (v. paragrafo Criteri di valutazione - "Imposte sul reddito" della Nota integrativa).

nate in base alle relative dichiarazioni dei redditi (18 milioni di euro); (iv) del maggior utile operativo (12 milioni di euro); (v) dei minori oneri finanziari (11 milioni di euro). Questi aumenti sono stati parzialmente compensati dagli effetti: (i) della maggior perdita della Syndial SpA inclusa nel Consolidato fiscale nazionale (153 milioni di euro); (ii) dei maggiori oneri straordinari netti deducibili (17 milioni di euro).

Le imposte differite di 103 milioni di euro riguardano essenzialmente gli ammortamenti dedotti ai soli fini fiscali in sede di dichiarazione dei redditi (117 milioni di euro), in parte compensati: (i) dal rigiro delle imposte stanziato nell'esercizio 2004 in relazione al concorso al reddito imponibile di proventi rilevati contabilmente nello stesso esercizio (14 milioni di euro); (ii) dal rigiro delle imposte stanziato in relazione a plusvalenze e contributi a tassazione differita (6 milioni di euro).

Le imposte anticipate di 206 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) accantonamenti netti al fondo rischi effettuati da Eni SpA (258 milioni di euro); (ii) accantonamenti netti al fondo rischi della Syndial SpA inclusa nel Consolidato fiscale nazionale Eni (100 milioni di euro). Questi effetti sono stati parzialmente compensati dal rigiro di imposte anticipate connesso alla circostanza che secondo il decreto legge 209/2002, nel 2002 e nel 2003 la deducibilità delle svalutazioni di partecipazioni era differita per quote costanti in cinque esercizi; la quota di competenza dell'esercizio ammonta a 513 milioni di euro con un effetto di imposta di 169 milioni di euro.

■ Stato patrimoniale

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005	Variazione
Capitale immobilizzato			
Immobilizzazioni materiali	4.906	4.733	(173)
Immobilizzazioni immateriali	714	631	(83)
Partecipazioni	20.825	21.049	224
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	29	29	
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(626)	(447)	179
	25.848	25.995	147
Capitale di esercizio netto	1.536	549	(987)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(202)	(222)	(20)
Capitale investito netto	27.182	26.322	(860)
Patrimonio netto ⁽¹⁾	26.204	25.440	(764)
Indebitamento finanziario netto	978	882	(96)
Coperture	27.182	26.322	(860)

(1) Nello Stato patrimoniale riclassificato il costo di acquisto delle n. 278.013.975 azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2005 di 4.216 milioni di euro (31 dicembre 2004 per un costo di 3.229 milioni di euro) è imputato in detrazione del patrimonio netto.

Immobilizzazioni materiali e immateriali

L'analisi della variazione delle immobilizzazioni materiali e immateriali (256 milioni di euro) è la seguente:

(milioni di euro)	Immobilizzazioni		Totale
	materiali	immateriali	
Saldo al 31 dicembre 2004	4.906	714	5.620
Investimenti	738	126	864
Ammortamenti e svalutazioni	(607)	(202)	(809)
Cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda	(304)	(7)	(311)
Altre variazioni			
Saldo al 31 dicembre 2005	4.733	631	5.364

Le cessioni, radiazioni e conferimenti di rami d'azienda riguardano principalmente (278 milioni di euro) il conferimento a EniMed effettuato il 1° gennaio 2005 in continuità di valori civilistici e fiscali.

Informazioni sugli investimenti effettuati sono fornite nel capitolo "Andamento operativo".

7 0 5 5 7 - 4 4 6

Partecipazioni

Le partecipazioni (21.049 milioni di euro) aumentano di 224 milioni di euro per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

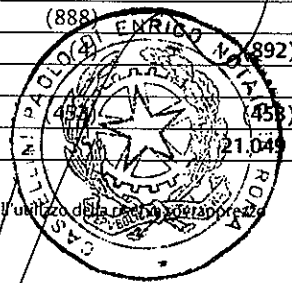
(milioni di euro)

Partecipazioni al 31 dicembre 2004		20.825
Incrementi per:		
Interventi sul capitale		
Syndial SpA	680	
Eni International BV (conferimento Eni Congo Holding BV) ⁽¹⁾	211	
Consorzio SET	16	
Altre	7	914
Acquisizioni		
Italgas Hellas SpA	198	
Ieoc SpA	25	
EniPower SpA	11	
Altre	6	240
Riprese di valore		
Eni Investments Plc	358	
Polimeri Europa SpA	305	
Altre	3	666
Decrementi per:		
Cessioni		
Erg Raffinerie Mediterranee SpA	(100)	
Italiana Petroli SpA	(51)	
Geopromtrans Llc a Eni Russia BV	(10)	
Altre	(2)	(163)
Conferimenti		
Conferimento della partecipazione in Eni Congo Holding BV a Eni International BV ⁽¹⁾	(87)	
Altre	(1)	(88)
Svalutazioni e perdite		
Syndial SpA	(888)	
Altre		(892)
Altri decrementi		
Snam Rete Gas SpA ⁽²⁾	(453)	(453)
Partecipazioni al 31 dicembre 2005		21.049

(1) Informazioni sul riassetto societario dell'Eni International BV e dell'Eni Exploration BV sono indicate alla nota n. 18 della Nota integrativa.

(2) La quota di competenza Eni SpA di 979 milioni di euro del dividendo straordinario di Snam Rete Gas SpA è stato imputato per la parte riferita all'utilizzo della quota di partecipazione (453 milioni di euro) in deduzione della partecipazione; la restante parte (526 milioni di euro) a dividendi.

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2005, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono fornite nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni", che fa parte integrante della Nota integrativa.



70557-667

Le partecipazioni al 31 dicembre 2005 sono analizzate nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Valore netto
Eni International BV (ex Eni Exploration BV)	4.874
Eni Investments Plc	3.926
Italgas SpA	2.019
Snam Rete Gas SpA	1.991
Polimeri Europa SpA	1.379
Stoccaggi Gas Italia SpA	1.136
EniPower SpA	955
Eni Portugal Investment SpA	716
Eni Petroleum Co Inc	649
Unión Fenosa Gas SA	442
Saipem SpA	430
LNG Shipping SpA	285
Enifin SpA	253
Sofid SpA	242
Tigaz Rt	224
Italgas Hellas SpA	198
Raffineria di Milazzo ScpA	170
Raffineria di Gela SpA	123
Syndial SpA	123
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	116
Snamprogetti SpA	93
Inversora de Gas Cuyana SA	75
Praoile Oleodotti Italiani SpA	74
Distribuidora de Gas del Centro SA	60
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	51
Altre (inferiori a 50 milioni di euro)	445
	21.049

Capitale di esercizio netto

Il capitale di esercizio netto è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005
Crediti commerciali	6.389	8.088
Rimanenze	1.160	1.191
Crediti tributari	1.068	1.005
Crediti per imposte anticipate	657	725
Debiti commerciali	(3.982)	(5.793)
Debiti tributari	(1.212)	(1.340)
Fondi per rischi e oneri	(1.974)	(2.748)
Altre attività (passività) nette di esercizio	(570)	(579)
	1.536	549

Informazioni sulle seguenti voci sono fornite nelle note indicate della Nota integrativa: Rimanenze (nota n. 4), Crediti tributari e Crediti per imposte anticipate (nota n. 5), Debiti tributari (nota n. 12).

70557 - 468

I fondi per rischi e oneri (2.748 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) il fondo smantellamento e ripristino siti (1.034 milioni di euro); (ii) il fondo rischi e oneri ambientali (475 milioni di euro); (iii) il fondo per gli oneri derivanti dalla sanzione amministrativa comminata dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato il 15 febbraio 2006 (290 milioni di euro); (iv) il fondo relativo alla stima degli oneri derivanti dall'applicazione, con effetto dal 1° gennaio 2005, della delibera n. 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (220 milioni di euro); (v) il fondo dismissioni e ristrutturazioni (159 milioni di euro); (vi) il fondo costituito a fronte della valutazione degli sconti su tariffe di trasporto che sulla base delle disposizioni della delibera 120/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sono da riconoscere a clienti che hanno versato contributi di allacciamento (130 milioni di euro); (vii) gli oneri derivanti da operazioni e concorsi a premi in corso alla fine dell'esercizio (52 milioni di euro).

Le altre passività nette di 579 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) il risconto passivo relativo ai proventi di natura pluriennale riconosciuti da società estere controllate per la rinegoziazione di contratti di trasporto di gas naturale (214 milioni di euro); (ii) i debiti per depositi cauzionali (137 milioni di euro); (iii) i debiti verso il personale per ferie maturate e non godute e per il premio di partecipazione (64 milioni di euro).

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato di 222 milioni di euro aumenta di 20 milioni di euro a seguito essenzialmente dell'accantonamento dell'esercizio (49 milioni di euro), parzialmente compensato dagli utilizzi connessi a risoluzioni dei rapporti di lavoro.

Patrimonio netto

(milioni di euro)

Patrimonio netto al 31 dicembre 2004			26.204
Incremento per:			
- utile 2005	5.288		
- azioni proprie cedute a fronte di piani incentivazione dei dirigenti	47		
- costo di competenza delle <i>stock option</i> assegnate	5	5.340	
Decremento per:			
- distribuzione dividendo 2004	(3.384)		
- acconto sul dividendo dell'esercizio 2005	(1.686)		
- acquisto azioni proprie	(1.034)		
		(6.104)	(764)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2005			25.440



Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2005 di 882 milioni di euro è analizzato nella tabella seguente:

(milioni di euro)	31.12.2004	31.12.2005	Variazione
Debiti finanziari			
a lungo termine: ⁽¹⁾			
- prestiti obbligazionari	2.000	2.000	
- imprese finanziarie controllate	467	356	(111)
- banche	55	24	(31)
- altri finanziatori	53	10	(43)
	2.575	2.390	(185)
a breve termine:			
- imprese finanziarie controllate	192	452	260
- finanziamenti a breve e banche c/c ordinari	71	43	(28)
- altri finanziatori	8		(8)
	271	495	224
(a)	2.846	2.885	39
Crediti finanziari, titoli e disponibilità			
a lungo termine: ⁽¹⁾			
- imprese controllate	20	9	(11)
- altri	5	5	
	25	14	(11)
a breve termine:			
- imprese finanziarie controllate	1.000	1.000	
- imprese controllate	10	10	
- imprese collegate	22		
- altri			
	1.032	1.010	(22)
(b)	1.057	1.024	(33)
Titoli	230	236	6
Disponibilità	581	749	168
(c)	811	979	168
(a-b-c)	978	882	(96)

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

La diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di 96 milioni di euro è dovuta al flusso di cassa generato dall'utile operativo (4.977 milioni di euro), dagli incassi dei dividendi (3.531 milioni di euro) e dai disinvestimenti (805 milioni di euro), solo in parte assorbiti: (i) dal pagamento del dividendo dell'esercizio 2004 di 0,90 euro per azione (3.384 milioni di euro); (ii) dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro per azione deliberato il 21 settembre 2005 dal Consiglio di Amministrazione e messo in pagamento a partire dal 27 ottobre 2005 (1.686 milioni di euro); (iii) dal pagamento delle imposte al netto dei rimborsi (1.134 milioni di euro); (iv) dall'acquisto di azioni proprie (1.034 milioni di euro); (v) dagli investimenti in partecipazioni (938 milioni di euro, di cui 680 milioni di euro riferiti all'intervento sul capitale della Syndial SpA e 198 milioni di euro riferiti all'acquisto della Italgas Hellas SpA); (vi) dagli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (864 milioni di euro).

I titoli (230 milioni di euro) riguardano Certificati di Credito del Tesoro ottenuti a rimborso di crediti d'imposta.

Le disponibilità di 749 milioni di euro sono depositate essenzialmente presso Enifin SpA (721 milioni di euro).

70557 - 450

Rendiconto finanziario e variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di euro)	2005
Utile dell'esercizio	5.288
<i>a rettifica:</i>	
- ammortamenti e altri componenti non monetarie	1.484
- dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte	(2.091)
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	4.681
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	296
Dividendi incassati, interessi, proventi/oneri straordinari incassati e pagati, imposte pagate nell'esercizio	2.227
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	7.204
Investimenti tecnici	(864)
Investimenti in partecipazioni, titoli e azioni proprie	(1.972)
Disinvestimenti	805
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(61)
Free cash flow	5.112
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	33
Variazione debiti finanziari	93
Flusso di cassa del capitale proprio	(5.070)
FLUSSO DI CASSA NETTO DELL'ESERCIZIO	168
Free cash flow	5.112
Indebitamento finanziario netto rami d'azienda acquistiti e disinvestiti	54
Flusso di cassa del capitale proprio	(5.070)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	96



- 5 2 0 0 4 -

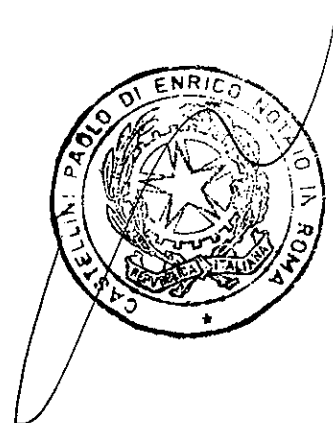
COMPENSI E ALTRE INFORMAZIONI

■ Ammontare dei compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo e ai direttori generali

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, i compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo e ai direttori generali dalla Società e dalle sue controllate sono indicati nominativamente nella tabella seguente; sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2004 hanno ricoperto le cariche di componente dell'organo di amministrazione e controllo o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Coerentemente alle disposizioni Consob:

- nella colonna "Emolumenti per la carica in Eni SpA" sono indicati gli emolumenti di competenza deliberati dall'Assemblea e la remunerazione del Presidente e dell'Amministratore Delegato stabilita dal Consiglio di Amministrazione, sentito il parere del Collegio Sindacale, ai sensi dell'art. 2389, comma 3, del codice civile;
- nella colonna "Benefici non monetari" sono indicati i *fringe benefit*, incluse le polizze assicurative;
- nella colonna "Bonus e altri incentivi" è indicata la parte variabile della remunerazione del Presidente e la retribuzione variabile da lavoro dipendente dell'Amministratore Delegato e dei direttori generali di Divisione;
- nella colonna "Altri compensi" è indicata la retribuzione da lavoro dipendente del precedente Amministratore Delegato, dell'Amministratore Delegato-Direttore Generale in carica, dei direttori generali di Divisione, nonché le somme corrisposte a seguito di risoluzioni del rapporto di lavoro. Relativamente ai sindaci, sono indicati i compensi per cariche ricoperte in società controllate.



70557-452

(migliaia di euro)

Nome e cognome	Carica ricoperta	Durata della carica	Scadenza della carica ⁽¹⁾	Emolumenti per la carica in Eni SpA	Benefici non monetari	Bonus e altri incentivi ⁽²⁾	Altri compensi	Totale
Consiglio di Amministrazione								
Roberto Poli	Presidente	01.01-31.12	30.05.08	831	8	40		879
Vittorio Mincato	Amministratore Delegato	01.01-27.05		230		1.386 ⁽³⁾	9.649 ⁽⁴⁾	11.265
Paolo Scaroni	Amministratore Delegato e Direttore Generale	01.06-31.12 ⁽⁵⁾	30.05.08	252	62		588	902
Mario Giuseppe Cattaneo	Consigliere	01.01-27.05		57		10		67
Alberto Clò	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	123		10		133
Renzo Costi	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	122		10		132
Dario Fruscio	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	117		10		127
Guglielmo Moscato	Consigliere	01.01-27.05		59		10		69
Mario Resca	Consigliere	01.01-31.12	30.05.08	121		10		131
Marco Pinto	Consigliere	28.05-31.12	30.05.08	68				68
Marco Reboa	Consigliere	28.05-31.12	30.05.08	68				68
Pierluigi Scibetta	Consigliere	28.05-31.12	30.05.08	68				68
Collegio Sindacale ⁽⁶⁾								
Andrea Monorchio	Presidente	01.01-27.05		51				51
Paolo Andrea Colombo	Presidente ⁽⁷⁾	01.01-31.12	30.05.08	107				174
Luigi Bisozzi	Sindaco effettivo	01.01-27.05		38				89
Filippo Duodo	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	91				146
Edoardo Grisolia ⁽⁸⁾	Sindaco effettivo	28.05-31.12	30.05.08	48				148
Riccardo Perotta	Sindaco effettivo	01.01-31.12	30.05.08	92				157
Giorgio Silva	Sindaco effettivo	28.05-31.12	30.05.08	48				157
Direttori generali di Divisione								
Stefano Cao	Exploration & Production	01.01-31.12				391		1.194
Luciano Sgubini	Gas & Power	01.01-31.12				311	2.286 ⁽⁹⁾	2.597
Angelo Taraborrelli	Refining & Marketing	01.01-31.12				229	566	795
				2.591	70	2.423	14.131	19.215

(1) La carica scade con l'Assemblea che approverà il bilancio al 31 dicembre 2007.

(2) Relativi alle performance realizzate nel 2004.

(3) Riguarda l'incentivo connesso alle performance realizzate nel 2004 e, pro rata, quello connesso alle performance realizzate nei primi cinque mesi del 2005.

(4) Riguarda, oltre la retribuzione da lavoro dipendente, le somme corrisposte a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro, inclusa l'integrazione deliberata dal Consiglio di Amministrazione.

(5) Consigliere dal 28 maggio 2005.

(6) Gli ammontari indicati nella colonna "Altri compensi" riguardano i compensi percepiti in qualità di presidente/sindaco effettivo di società controllate.

(7) Presidente dal 28 maggio 2005; in precedenza Sindaco effettivo.

(8) L'emolumento per la carica è versato al Ministero dell'economia e delle finanze.

(9) Riguarda, oltre la retribuzione da lavoro dipendente, le somme corrisposte a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro.

■ Stock grant e stock option attribuite ai componenti dell'organo di amministrazione e ai direttori generali

Ai sensi dell'art. 78 della deliberazione Consob 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, sono indicate nominativamente nelle tabelle seguenti le *stock grant* e le *stock option* assegnate all'Amministratore Delegato e ai direttori generali (dipendenti Eni) in applicazione dei piani di incentivazione dei dirigenti descritti in precedenza. Sono inclusi tutti i soggetti che nel corso dell'esercizio 2005 hanno ricoperto le cariche di amministratore o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

STOCK GRANT

Nella tabella seguente sono indicati gli impegni assunti da Eni a offrire in sottoscrizione a titolo gratuito azioni Eni o ad assegnare a titolo gratuito azioni proprie trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno. L'indicazione del prezzo medio di esercizio ai diritti assegnati è omessa trattandosi di azioni gratuite.

Il prezzo medio indicato per i diritti esercitati nell'esercizio è pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data di immissione delle azioni sul conto titoli intrattenuto dall'assegnatario.

Nome e cognome		Diritti detenuti all'inizio dell'esercizio		Diritti assegnati nel corso dell'esercizio		Diritti esercitati nel corso dell'esercizio		Diritti detenuti alla fine dell'esercizio	
		Numero diritti	Scadenza media in mesi	Numero diritti	Scadenza media in mesi	Numero diritti	Prezzo medio di mercato di mercato all'esercizio	Numero diritti	Scadenza media in mesi
Vittorio Mincato ⁽¹⁾	Amministratore Delegato	104.800	19	40.200	38	145.000	19,951	-	-
Stefano Cao	Direttore generale Div. E&P	40.500	20	16.000	38	12.800	23,785	43.700	21
Luciano Sgubini	Direttore generale Div. G&P	40.500	20	16.000	38	56.500	22,784	-	-
Angelo Taraborrelli	Direttore generale Div. R&M	17.500	20	16.000	38	5.400	23,785	28.000	24

(1) Fino al 27 maggio 2005.

STOCK OPTION

Nella tabella seguente sono indicati i diritti di acquisto su azioni Eni (opzioni) trascorsi tre anni dalla data di assegnazione. Nell'esercizio non sono scadute opzioni.

	Amministratore Delegato ⁽¹⁾	Amministratore Delegato ⁽²⁾	Direttore generale Divisione E&P	Direttore generale Divisione G&P	Direttore generale Divisione R&M
	Paolo Scaroni	Vittorio Mincato	Stefano Cao	Luciano Sgubini	Angelo Taraborrelli
Opzioni detenute all'inizio dell'esercizio:					
- numero opzioni	-	499.000	182.000	170.000	96.500
- prezzo medio di esercizio (euro)	-	15,090	15,185	15,086	15,379
- scadenza media in mesi	-	67	79	79	81
Opzioni assegnate nel corso dell'esercizio:					
- numero opzioni	699.000	-	75.500	60.500	50.000
- prezzo di esercizio (euro)	22,509	-	22,509	22,509	22,509
- scadenza media in mesi	96	-	96	96	96
Opzioni esercitate alla fine dell'esercizio:					
- numero opzioni	-	499.000	56.000	230.500	23.500
- prezzo medio di esercizio (euro)	-	15,090	15,216	17,035	15,216
- prezzo medio di mercato all'esercizio (euro)	-	19,980	22,784	22,964	22,784
Opzioni detenute alla fine dell'esercizio:					
- numero opzioni	699.000	-	201.500	-	123.000
- prezzo medio di esercizio (euro)	22,509	-	17,920	-	18,308
- scadenza media in mesi	91	-	82	-	83

(1) Dal 1° giugno 2005.

(2) Fino al 27 maggio 2005.

70557-454

■ Partecipazioni detenute dagli amministratori, dai sindaci e dai direttori generali in Eni SpA e nelle società controllate

Secondo quanto previsto dall'art. 79 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999, e successive modificazioni, sono elencate nella tabella seguente le partecipazioni in Eni SpA o nelle società controllate che risultano detenute dagli amministratori, dai sindaci e dai direttori generali, nonché dai coniugi non legalmente separati e dai figli minori, direttamente o per il tramite di imprese controllate, di società fiduciarie o per interposta persona, risultanti dal libro dei soci, dalle comunicazioni ricevute e da altre informazioni acquisite dagli stessi amministratori, sindaci e dai direttori generali. Sono incluse tutte le persone che nel corso dell'esercizio 2005 hanno ricoperto le cariche di amministratore, di sindaco o di direttore generale, anche per una frazione di anno.

Il numero delle azioni è indicato per ciascun soggetto e, nell'ambito, per società partecipata (le azioni sono tutte "ordinarie"). Le persone indicate possiedono le partecipazioni a titolo di proprietà.

Nome e cognome	Società partecipata	Numero azioni possedute al 31.12.2004	Numero azioni acquistate	Numero azioni vendute	Numero azioni possedute al 31.12.2005
Consiglio di Amministrazione					
Vittorio Mincato	Eni SpA	82.650	644.000 ⁽¹⁾	599.000	127.650
Paolo Scaroni	Eni SpA	2.555		256	2.299
Renzo Costi	Eni SpA		4.776	3.426	1.350
Dario Fruscio	Eni SpA	550	600		1.150
Guglielmo Moscato	Eni SpA	59.576	11.300		70.876
Collegio sindacale					
Paolo Andrea Colombo	Eni SpA	1.650			1.650
	Snam Rete Gas SpA	2.200			2.200
Luigi Biscozzi	Eni SpA	6.500	6.000	6.000	6.500
	Snam Rete Gas SpA	13.000	10.000		23.000
Direttori generali					
Stefano Cao	Eni SpA	12.800	86.450 ⁽²⁾	56.000	43.250
	Snam Rete Gas SpA	1.100			1.100
Luciano Sgubini	Eni SpA	49.600	376.550 ⁽³⁾	336.600	89.550
Angelo Taraborrelli	Eni SpA	10.600	28.900 ⁽⁴⁾	23.500	16.000
	Snam Rete Gas SpA	2.200			2.200

(1) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle stock grant (145.000) e sulle stock option (499.000) a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro.

(2) Includono l'esercizio dei diritti assegnati sulle stock grant (12.800) e sulle stock option (56.000).

(3) Includono l'esercizio dei diritti assegnati sulle stock grant (56.500) e sulle stock option (230.500) a seguito della risoluzione del rapporto di lavoro.

(4) Riguardano l'esercizio dei diritti assegnati sulle stock grant (5.400) e sulle stock option (23.500).

■ Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Stock grant

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione dei dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile⁽⁸⁾ (di seguito "Gruppo") legato al conseguimento di obiettivi prefissati che determini la loro partecipazione al rischio di impresa e alla crescita del valore per l'azionista, nonché il consolidamento nel tempo del loro apporto professionale ai processi gestionali delle attività di Eni, sono stati avviati piani di incentivazione che prevedono, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali prefissati nell'anno precedente, l'impegno di offrire in sottoscrizione a titolo gratuito azioni Eni e, dal 2003, l'impegno di assegnare a titolo gratuito azioni proprie.

L'offerta (dal 2003, l'assegnazione) è effettuata entro il mese successivo (dal 2003, entro i 45 giorni successivi) al compimento del terzo anno dalla data di assunzione dell'impegno o, se precedente, a quello successivo alla data di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro; (ii) perdita del controllo da parte di Eni nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'as-

(8) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione) e le loro controllate.

segnatario. L'impegno di Eni SpA, intrasferibile inter vivos da parte dell'assegnatario, è fermo e irrevocabile e scade in caso di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro da parte dell'assegnatario entro il termine di tre anni dalla data di assunzione dell'impegno.

Il trattamento fiscale per i soggetti fiscalmente residenti in Italia è il seguente: al momento dell'immissione delle azioni nel conto titoli intrattenuto dall'assegnatario presso un intermediario finanziario, il valore delle azioni concorre alla formazione del reddito di lavoro dipendente imponibile ai fini fiscali e contributivi; il valore imponibile è determinato sulla base della media aritmetica dei prezzi ufficiali del titolo Eni rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente la data dell'immissione delle azioni. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni è soggetta all'imposta sostitutiva del 12,50%. Per i soggetti fiscalmente non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo Stato estero di residenza.

PIANO 2002

Per consentire l'applicazione del Piano 2002, il 30 maggio 2002 l'Assemblea degli azionisti ha conferito al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2443 del codice civile, la delega ad aumentare entro il 31 dicembre 2002 il capitale sociale a titolo gratuito fino a un massimo di 1,5 milioni di euro (pari allo 0,0375% del capitale sociale) mediante emissione di 1,5 milioni di azioni del valore nominale di 1 euro, godimento regolare, da offrire in sottoscrizione a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo, utilizzando allo scopo la "Riserva emissione azioni ai sensi dell'art. 2349 del codice civile".

Il 2 luglio 2002 il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di aumentare il capitale sociale mediante emissione fino a un massimo di 1,5 milioni di azioni ordinarie da offrire in sottoscrizione a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2001 gli obiettivi individuali prefissati.

In relazione alla delibera assunta dal Consiglio di Amministrazione e alle *performance* realizzate dai dirigenti nel 2001, sono stati assunti impegni a offrire in sottoscrizione complessivamente n. 1.037.200 azioni (pari allo 0,026% del capitale sociale) a 770 dirigenti. Al 31 dicembre 2005 sono state sottoscritte n. 1.025.800 azioni (di cui n. 934.400 nel corso del 2005) e sono decaduti n. 11.400 diritti.

PIANO 2003-2005

Il 30 maggio 2003 l'Assemblea degli Azionisti ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 6 milioni di azioni proprie (pari allo 0,162% del capitale sociale) da assegnare a titolo gratuito nel triennio 2003-2005 ai dirigenti del Gruppo, previa verifica del conseguimento degli obiettivi aziendali prefissati nell'anno precedente, e ha conferito al Consiglio di Amministrazione il potere di redigere i piani di assegnazione annuali.

Il 19 giugno 2003 il Consiglio di Amministrazione, avvalendosi della facoltà attribuitagli il 30 maggio 2003 dall'Assemblea, ha approvato il Piano di *stock grant* - assegnazione 2003 che prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito fino a 1,5 milioni di azioni proprie (pari allo 0,0375% del capitale sociale) ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2002 gli obiettivi individuali prefissati.

Il 6 luglio 2004 il Consiglio di Amministrazione, avvalendosi della facoltà attribuitagli il 30 maggio 2003 dall'Assemblea, ha approvato il Piano di *stock grant* - assegnazione 2004 che prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito fino a 1,4 milioni di azioni proprie (pari allo 0,035% del capitale sociale) ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2003 gli obiettivi individuali prefissati.

Il 29 giugno 2005 il Consiglio di Amministrazione, avvalendosi della facoltà attribuitagli il 30 maggio 2003 dall'Assemblea e tenuto conto delle deliberazioni assunte dall'Assemblea degli Azionisti del 27 maggio 2005 ha approvato il Piano di *stock grant* - assegnazione 2005 che prevede l'impegno ad assegnare a titolo gratuito fino a 1,6 milioni di azioni proprie (pari allo 0,040% del capitale sociale) ai dirigenti del Gruppo che hanno raggiunto nel 2004 gli obiettivi individuali prefissati.

Alla data del 31 dicembre 2005 sono stati assunti impegni di assegnazione a titolo gratuito, trascorsi tre anni dalla data di assunzione dell'impegno, per complessive n. 3.545.000 azioni proprie, come segue: (i) nel 2003, n. 1.206.000 azioni a 816 dirigenti; (ii) nel 2004, n. 1.035.600 azioni a 779 dirigenti; (iii) nel 2005, n. 1.303.400 azioni a 872 dirigenti. Sempre alla stessa data sono state assegnate n. 402.900 azioni proprie (nel corso del 2005 sono state assegnate complessivamente n. 339.100 di cui n. 122.900 azioni a seguito degli impegni assunti nel 2003, n. 111.000 azioni a seguito degli impegni assunti nel 2004 e 105.200 azioni a seguito degli impegni assunti nel 2005) e sono decaduti n. 14.900 diritti. I diritti esistenti al 31 dicembre 2005 sono n. 3.127.200, di cui n. 1.018.400 (relativi a impegni assunti nel 2003) con scadenza nel 2006, n. 912.400 (relativi a impegni assunti nel 2004) con scadenza nel 2007 e n. 1.196.400 (relativi a impegni assunti nel 2005) con scadenza nel 2008.



70557 - 456

L'evoluzione dei piani di *stock grant* in essere nel 2004 e nel 2005 è la seguente (trattandosi di azioni gratuite il prezzo di esercizio è nullo):

(euro)	2004		2005	
	Numero di azioni	Prezzo di mercato ^(a)	Numero di azioni	Prezzo di mercato ^(a)
Diritti esistenti al 1° gennaio	3.635.050	15,101	3.112.200	18,461
Nuovi diritti assegnati	1.035.600	17,035	1.303.400	21,336
Diritti esercitati nel periodo	(1.552.100)	16,766	(1.273.500)	23,097
Diritti decaduti nel periodo	(6.350)	16,618	(14.900)	22,390
Diritti esistenti al 31 dicembre	3.112.200	18,461	3.127.200	23,460
di cui esercitabili al 31 dicembre	-	-	38.700	23,460

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data della delibera di assegnazione del Consiglio di Amministrazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario per l'emissione/trasferimento delle azioni; (iii) la data di recesso unilaterale dal rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Stock option

Al fine di consentire la partecipazione a un efficace sistema di incentivazione manageriale ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del codice civile⁹ che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati del Gruppo o che sono di interesse strategico per il Gruppo (di seguito "Dirigenti"), sono stati avviati piani di incentivazione che prevedono l'assegnazione a titolo gratuito di diritti di acquisto su azioni Eni (di seguito "opzioni").

Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni in un rapporto di 1:1, decorsi tre anni dalla data di assegnazione, a un prezzo pari alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione o (dal 2003), se maggiore, al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione. In caso di: (i) risoluzione consensuale del rapporto di lavoro, (ii) perdita del controllo da parte di Eni nella società presso la quale l'assegnatario è in servizio; (iii) cessione a società non controllata dell'azienda o del ramo d'azienda presso la quale/il quale l'assegnatario è in servizio; (iv) decesso dell'assegnatario, l'assegnatario o i suoi eredi, conservano il diritto di esercitare le opzioni entro sei mesi dal verificarsi dell'evento. In caso di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro, sia da parte dell'azienda sia da parte dell'assegnatario, prima dei tre anni dall'assegnazione le opzioni decadono. Le opzioni non esercitate decorsi otto anni dalla data di assegnazione decadono e conseguentemente non attribuiscono più alcun diritto all'assegnatario. Gli assegnatari delle opzioni possono usufruire di anticipazioni concesse dalla società di intermediazione finanziaria di Gruppo per il pagamento delle azioni acquistate a condizione che, contestualmente, gli assegnatari sottoscrivano mandato irrevocabile alla vendita da parte di detta società delle azioni acquistate.

Il trattamento fiscale per i soggetti fiscalmente residenti in Italia è il seguente: ai piani di *stock option* è applicabile, ai fini dell'imposta personale sul reddito (Irpef), il regime di cui all'art. 51, comma 2, lettera g-bis del D.P.R. 917/1986; non è perciò imponibile la differenza tra il valore di mercato delle azioni al momento dell'esercizio delle opzioni e il relativo prezzo di esercizio. La plusvalenza realizzata con la successiva vendita delle azioni è soggetta all'imposta sostitutiva del 12,50%. Per i soggetti fiscalmente non residenti in Italia si applica il regime fiscale previsto dallo Stato estero di residenza.

PIANI 2002-2004 E 2005

Il 30 maggio 2002 l'Assemblea degli Azionisti ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 15 milioni di azioni proprie (pari allo 0,375% del capitale sociale), a valere sui piani di *stock option* da realizzare nel triennio 2002-2004, da vendere ai dirigenti.

Il 2 luglio 2002, in esercizio della delega conferitagli il 30 maggio 2002 dall'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione ha approvato: (i) il Piano di *stock option* - assegnazione 2002 che prevede l'assegnazione fino a un massimo di 5 milioni di opzioni per l'acquisto di azioni proprie (pari allo 0,125% del capitale sociale); (ii) i criteri per l'individuazione dei partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano. Il Consiglio inoltre ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre 2002 gli assegnatari sulla base dei criteri approvati. Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni dal 1° agosto 2005 e fino al 31 luglio 2010.

(9) Sono escluse le società controllate con azioni quotate in borsa (le società hanno un proprio piano di incentivazione) e le loro controllate.

70557-457

Nel corso del 2002 sono stati assegnati a 314 dirigenti n. 3.518.500 diritti per l'acquisto di un pari numero di azioni proprie in portafoglio di Eni al prezzo di 15,216 euro, corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione. Al 31 dicembre 2005, anche per effetto di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro, risultano esercitati n. 2.535.900 diritti, mentre risultano decaduti n. 79.500 diritti (di cui 59.500 perché non esercitati nei termini e 20.000 per effetto di risoluzioni unilaterali del rapporto di lavoro); alla stessa data risultano in essere ed esercitabili n. 903.100 diritti.

Il 19 giugno 2003, in esercizio della delega conferitagli il 30 maggio 2002 dall'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione ha approvato: (i) il Piano di *stock option* - assegnazione 2003 che prevede l'assegnazione fino a un massimo di 6 milioni di opzioni per l'acquisto di azioni proprie (pari allo 0,150% del capitale sociale); (ii) i criteri per l'individuazione dei partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano. Il Consiglio inoltre ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre 2003 gli assegnatari sulla base dei criteri approvati. Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni dal 1° agosto 2006 e fino al 31 luglio 2011.

Nel corso del 2003 sono stati assegnati a 376 dirigenti n. 4.703.000 diritti per l'acquisto di un pari numero di azioni proprie in portafoglio di Eni al prezzo di 13,743 euro, corrispondente al costo medio delle azioni proprie in portafoglio rilevato il giorno precedente la data dell'assegnazione. Al 31 dicembre 2005, per effetto di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro, risultano esercitati n. 544.500 diritti, mentre risultano decaduti n. 52.000 diritti per effetto di risoluzioni unilaterali del rapporto di lavoro; alla stessa data risultano in essere n. 4.106.500 diritti, di cui esercitabili n. 236.500 diritti.

Il 6 luglio 2004, in esercizio della delega conferitagli il 30 maggio 2002 dall'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione ha approvato: (i) il Piano di *stock option* - assegnazione 2004 che prevede l'assegnazione fino a un massimo di 5 milioni di opzioni per l'acquisto di azioni proprie (pari allo 0,125% del capitale sociale); (ii) i criteri per l'individuazione dei partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano. Il Consiglio inoltre ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre 2004 gli assegnatari sulla base dei criteri approvati. Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni decorsi tre anni dalla data di assegnazione e fino al 29 luglio 2012.

Nel corso del 2004 sono stati assegnati a 381 dirigenti n. 3.993.500 diritti per l'acquisto di un pari numero di azioni proprie in portafoglio di Eni al prezzo di 16,576 euro, corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione. Al 31 dicembre 2005 risultano esercitati n. 296.500 diritti, mentre risultano decaduti n. 38.000 diritti per effetto di risoluzioni unilaterali del rapporto di lavoro; alla stessa data risultano in essere n. 3.659.000 diritti, di cui esercitabili n. 203.500 diritti.

Il 27 maggio 2005 l'Assemblea degli Azionisti ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione a disporre fino a un massimo di 5.443.400 azioni proprie (pari allo 0,136% del capitale sociale), al servizio del piano di *stock option* 2005, da vendere ai Dirigenti. Le azioni al servizio del piano derivano da un *plafond* complessivo di 7.043.400 azioni costituito da 2.785.000 azioni proprie non utilizzate nell'ambito delle assegnazioni annuali del Piano di *stock option* 2002-2004 e 4.258.400 azioni proprie disponibili per il Piano di *stock grant* 2003-2005.

Il 29 giugno 2005, in esercizio della delega conferitagli il 27 maggio 2005 dall'Assemblea, il Consiglio di Amministrazione ha approvato: (i) il Piano di *stock option* - assegnazione 2005 che prevede l'assegnazione fino a un massimo di 5.443.400 di opzioni per l'acquisto di azioni proprie (pari allo 0,136% del capitale sociale); (ii) i criteri per l'individuazione dei partecipanti al Piano; (iii) il Regolamento del Piano. Il Consiglio inoltre ha dato mandato all'Amministratore Delegato di individuare entro il 31 dicembre 2005 gli assegnatari sulla base dei criteri approvati. Le opzioni danno la facoltà a ciascun assegnatario di acquistare le azioni decorsi tre anni dalla data di assegnazione e fino al 29 luglio 2013.

Nel corso del 2005 sono stati assegnati: a 387 dirigenti, n. 4.807.000 diritti per l'acquisto di un pari numero di azioni proprie in portafoglio di Eni al prezzo di 22,509 euro, corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione e successivamente a un dirigente n. 11.500 diritti per l'acquisto di un pari numero di azioni proprie in portafoglio di Eni al prezzo di 23,804 euro, corrispondente alla media aritmetica di cui sopra.

Al 31 dicembre 2005 per effetto di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro, risultano esercitati n. 83.500 diritti, mentre risultano decaduti n. 24.000 diritti per effetto di risoluzioni unilaterali del rapporto di lavoro; alla stessa data risultano in essere n. 4.711.000 diritti, di cui esercitabili n. 197.500 diritti.



70557-458

L'evoluzione dei piani di *stock option* in essere nel 2004 e 2005 è la seguente:

(euro)	2004			2005		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato
Diritti esistenti al 1° gennaio	8.162.000	14,367	15,101	11.789.000	15,111	18,461
Nuovi diritti assegnati	3.993.500	16,576	16,576	4.818.500	22,512	22,512
Diritti esercitati nel periodo	(354.000)	14,511	16,749	(3.106.400)	15,364	22,485
Diritti decaduti nel periodo	(12.500)	14,45	16,745	(121.500)	16,530	23,100
Diritti esistenti al 31 dicembre	11.789.000	15,111	18,461	13.379.600	17,705	23,460
di cui esercitabili				1.540.600	16,104	23,460

■ Azioni proprie e di società controllanti

Il 27 maggio 2005 l'Assemblea degli azionisti di Eni, al fine di accrescere il valore per l'Azionista, ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del codice civile, a proseguire, per un periodo di 18 mesi dalla data di deliberazione assembleare, nel programma di acquisto di azioni proprie fino a raggiungere il massimo di 400 milioni di azioni del valore nominale di un euro e fino all'ammontare complessivo massimo di 5,4 miliardi di euro, comprensivi delle azioni in portafoglio alla data dell'Assemblea (244,6 milioni di azioni). Gli acquisti sono effettuati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA per prezzo non inferiore al loro valore nominale e non superiore del 5% rispetto al prezzo di riferimento registrato nel giorno di borsa precedente ogni singolo acquisto.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2, punti 3 e 4, del codice civile, le azioni proprie in portafoglio alla data del 31 dicembre 2004 sono analizzate nella tabella seguente:

Periodo	Numero azioni	Costo medio (euro)	Costo complessivo (milioni di euro)	Capitale sociale (%)
Acquisti:				
anno 2000 (dal 1° settembre)	44.381.500	12,924	574	1,11
anno 2001	109.999.326	13,584	1.494	2,75
anno 2002	52.256.742	14,743	771	1,30
anno 2003	23.944.898	13,761	329	0,60
anno 2004	4.230.235	16,597	70	0,10
anno 2005	47.064.587	21,966 ⁽¹⁾	1.034	1,18
	281.877.288	15,155	4.272	7,04
a dedurre azioni proprie assegnate/vendute:				
- assegnate a ex azionisti Snam SpA	(13)			
- assegnate a titolo gratuito in applicazione dei piani di <i>stock grant</i> 2003-2005	(402.900)			
- vendute in applicazione dei piani di <i>stock option</i> 2002-2005	(3.460.400)			
	278.013.975			

(1) Nel 2005 la quotazione media dei prezzi ufficiali ponderata con i volumi è stata di 21,786 euro.

Al 31 dicembre 2005 le azioni proprie destinate al servizio dei piani di *stock grant* e di *stock option* sono 17.428.300.

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 2, punti 3 e 4, del codice civile, si rappresenta che la Società è controllata dal Ministero dell'economia e delle finanze.

70557-489

■ Rapporti con parti correlate

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

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono indicate nella Nota integrativa.

■ Andamento della gestione delle società controllate

Per le informazioni sull'andamento della gestione nei settori in cui la società opera in tutto o in parte attraverso imprese controllate si rinvia al contenuto dei paragrafi "Andamento operativo" e "Commento ai risultati economico finanziari" del bilancio consolidato.

■ Esposizione e gestione dei rischi finanziari

Le informazioni relative all'esposizione della società ai rischi finanziari e le politiche di gestione sono illustrate nella Nota integrativa.

■ Dichiarazione ai sensi del D.Lgs. n. 196 del 30 giugno 2003

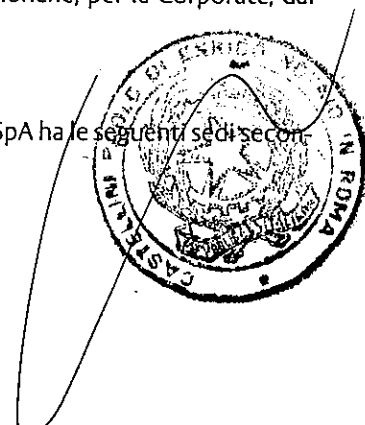
L'Amministratore Delegato, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali di Eni, dichiara che è stato aggiornato il documento programmatico sulla sicurezza ai sensi del D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196; analoghe dichiarazioni sono state rilasciate dai Direttori Generali delle Divisioni Exploration & Production, Gas & Power e Refining & Marketing nonché, per la Corporate, dal responsabile ICT.

■ Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del codice civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie:

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

San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.



70557 - 460

■ Informativa ai sensi della deliberazione n. 310 del 21 dicembre 2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Eni SpA opera, oltre che nelle attività di ricerca, esplorazione e produzione di idrocarburi, vendita di gas naturale e raffinazione e vendita di prodotti petroliferi, nel settore dell'energia elettrica. Poiché cede a terzi quantitativi di energia superiori a 400 GWh rientra nel disposto della delibera n. 310/2001 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera).

Le centrali di cogenerazione per la produzione di energia elettrica di Eni SpA sono le seguenti:

(megawatt)

Ubicazione	Potenza installata complessiva
a) Rotello (CB) due centrali	20
b) Raffineria di Venezia (VE)	35
Raffineria di Sannazzaro (PV)	86
Stabilimento di Fornovo (PR) ⁽¹⁾	4
Centro olio di Val d'Agri (PZ)	36

(1) L'impianto ha cessato definitivamente l'attività nel corso del 2005.

Nel 2005 la produzione totale di energia elettrica ottenuta è stata di 912 milioni di chilowattora.

La produzione ottenuta nel 2005 presso le centrali sub a), al netto dell'autoconsumo, è stata di 158 milioni di chilowattora (151 milioni di chilowattora al 31 dicembre 2004) ed è stata integralmente venduta al Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale SpA per un corrispettivo di 15 milioni di euro (13 milioni di euro al 31 dicembre 2004).

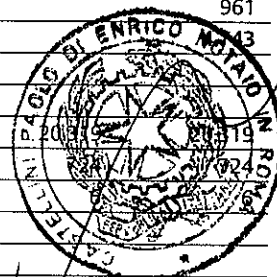
La produzione ottenuta presso le centrali sub b) si inquadra nell'ambito dell'autoproduzione, ed è ottenuta in impianti cogenerativi che, con riferimento alle condizioni nominali d'esercizio, presentano un rapporto tra la quantità di energia elettrica e la quantità di energia termica prodotte in assetto cogenerativo inferiore a uno.

Al fine di ottemperare a quanto disposto dalla delibera, sono stati redatti i prospetti di separazione contabile per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2005. I criteri adottati per la predisposizione della specifica informativa sono gli stessi previsti per il bilancio di esercizio. Le voci dell'attivo e del passivo dello stato patrimoniale sono state suddivise secondo il criterio guida dei centri di costo desunti dalla contabilità. Ai sensi del disposto dell'art. 4, comma 10, lettera a) della delibera le attività svolte dalle centrali sub b) sono inquadrate nell'ambito delle "Attività residue".

70557-461

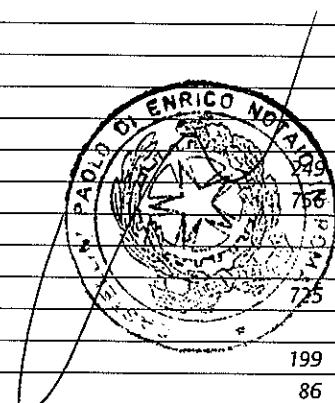
STATO PATRIMONIALE AL 31.12.2005 RIPARTITO PER ATTIVITÀ

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
ATTIVO						
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti						
Immobilizzazioni:						
<i>Immobilizzazioni immateriali:</i>						
costi di ricerca e sviluppo						
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno		38	38			38
concessioni, licenze, marchi e diritti simili		79	79			79
avviamento		446	446			446
immobilizzazioni in corso e acconti		28	28			28
altre		40	40			40
Totale		631	631			631
<i>Immobilizzazioni materiali:</i>						
terreni e fabbricati		361	361			361
impianti e macchinario	7	3.330	3.337			3.337
attrezzature industriali e commerciali		27	27			27
altri beni		57	57			57
immobilizzazioni in corso e acconti		961	961			961
Totale	7	4.736	4.743			
<i>Immobilizzazioni finanziarie:</i>						
partecipazioni in:						
- imprese controllate						
- imprese collegate						
- altre imprese						
crediti:						
- verso imprese controllate:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		9	9			9
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		10	10			10
- verso imprese collegate:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		5	5			5
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
- verso altri:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		9	9			9
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
altri titoli					20	20
azioni proprie					3.979	3.979
per un valore nominale complessivo di 213.388.288 e 260.585.675 euro rispettivamente nel 2004 e nel 2005						
Totale		33	33		25.048	25.081
Totale immobilizzazioni	7	5.400	5.407		25.048	30.455

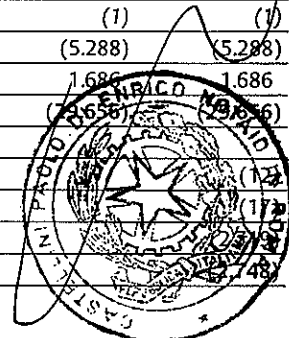


70557-462

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
Attivo circolante:						
<i>Rimanenze:</i>						
materie prime, sussidiarie e di consumo		384	384			384
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		25	25			25
lavori in corso su ordinazione		13	13			13
prodotti finiti e merci		769	769			769
Totale		1.191	1.191			1.191
<i>Crediti:</i>						
<i>verso clienti:</i>						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	5	6.458	6.463			6.463
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		25	25			25
<i>verso imprese controllate:</i>						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		2.474	2.474			2.474
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
<i>verso imprese collegate:</i>						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		236	236			236
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
<i>verso controllanti:</i>						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo						
<i>crediti tributari:</i>						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		249	249			249
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		756	756			756
<i>imposte anticipate:</i>						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		725	725			725
<i>verso altri:</i>						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		199	199			199
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		86	86			86
Totale	5	11.208	11.213			11.213
<i>Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:</i>						
azioni proprie					237	237
<i>per un valore nominale complessivo di 21.006.600 e 17.428.300 euro rispettivamente nel 2004 e nel 2005</i>						
altri titoli					230	230
Totale					467	467
<i>Disponibilità liquide:</i>						
depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo					747	747
danaro e valori in cassa					2	2
Totale					749	749
Totale attivo circolante	5	12.399	12.404		1.216	13.620
Ratei e risconti:						
disaggio su prestiti		2	2			2
ratei e altri risconti		87	87			87
TOTALE ATTIVO	12	17.888	17.900		26.264	44.164



	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
(milioni di euro)						
PASSIVO						
Patrimonio netto:						
Capitale					(4.005)	(4.005)
Riserve di rivalutazione:						
- legge n. 576/1975					"	"
- legge n. 72/1983					(3)	(3)
- legge n. 408/1990					(2)	(2)
- legge n. 413/1991					(39)	(39)
- legge n. 342/2000					(9.839)	(9.839)
- legge n. 448/2001					(43)	(43)
Riserva legale					(959)	(959)
Riserva per azioni proprie in portafoglio					(4.216)	(4.216)
Altre riserve:						
- riserva disponibile					(5.219)	(5.219)
- riserva per acquisto di azioni proprie					(1.129)	(1.129)
- riserva da contributi in c/capitale art. 55 D.P.R. 917/1986					(410)	(410)
- riserva art. 14 legge n. 342/2000					(74)	(74)
- riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986					(62)	(62)
- riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993					(30)	(30)
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983					(19)	(19)
- riserva da avanzo di fusione					(4)	(4)
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993					(1)	(1)
Utile dell'esercizio					(5.288)	(5.288)
Acconto sul dividendo					1.686	1.686
Totale					(7.656)	(7.656)
Fondi per rischi e oneri:						
per trattamento di quiescenza e obblighi simili		(12)	(12)			(12)
per imposte, anche differite		(17)	(17)			(17)
altri		(2.719)	(2.719)			(2.719)
Totale		(2.748)	(2.748)			(2.748)



70557 - 464

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato		(222)	(222)			(222)
Debiti:						
obbligazioni:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					(2.000)	(2.000)
debiti verso banche:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo					(43)	(43)
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					(24)	(24)
debiti verso altri finanziatori:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo					(10)	(10)
acconti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		(171)	(171)			(171)
debiti verso fornitori:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	(1)	(3.368)	(3.369)			(3.369)
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		(35)	(35)			(35)
debiti verso imprese controllate:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		(3.209)	(3.209)			(3.209)
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		(356)	(356)			(356)
debiti verso imprese collegate:						
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		(158)	(158)			(158)
debiti tributari:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		(1.340)	(1.340)			(1.340)
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		(45)	(45)			(45)
altri debiti:						
. importi esigibili entro l'esercizio successivo		(208)	(208)			(208)
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo		(139)	(139)			(139)
Totale	(1)	(9.029)	(9.030)		(2.077)	(11.107)
Ratei e risconti		(431)	(431)			(431)
TOTALE PASSIVO	(1)	(12.430)	(12.431)		(31.733)	(44.164)



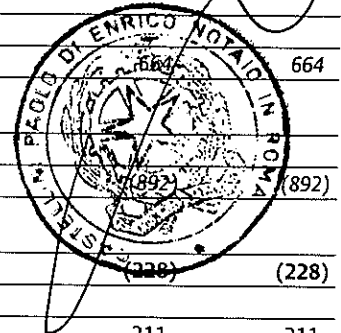
CONTO ECONOMICO 2005 RIPARTITO PER ATTIVITÀ

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
Valore della produzione:						
ricavi delle vendite e delle prestazioni	15	59.032	59.047	(10)		59.037
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti		110	110			110
variazioni dei lavori in corso su ordinazione		1	1			1
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni		116	116			116
altri ricavi e proventi:						
- contributi in conto esercizio		7	7			7
- altri		458	458			458
Totale	15	59.724	59.739	(10)		59.729
Costi della produzione:						
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	(10)	(36.360)	(36.370)	10		(36.360)
per servizi	(1)	(6.319)	(6.320)			(6.320)
per godimento di beni di terzi		(525)	(525)			(525)
per il personale:						
- salari e stipendi		(590)	(590)			(590)
- oneri sociali		(188)	(188)			(188)
- trattamento di fine rapporto		(47)	(47)			(47)
- trattamento di quiescenza e simili		(1)	(1)			(1)
- altri costi		(24)	(24)			(24)
ammortamenti e svalutazioni:						
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali		(202)	(202)			(202)
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali	(2)	(607)	(609)			(609)
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni		(3)	(3)			(3)
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide		(32)	(32)			(32)
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci		(74)	(74)			(74)
accantonamenti per rischi		(403)	(403)			(403)
altri accantonamenti		(368)	(368)			(368)
oneri diversi di gestione		(10.726)	(10.726)			(10.726)
Totale	(13)	(56.469)	(56.482)	10		(56.472)



70557 - 466

(milioni di euro)	Produzione	Attività residue	Totale	Elisioni	Non attribuibili	Totale soggetto
Differenza tra valore e costi della produzione	2	3.255	3.257			3.257
Proventi e oneri finanziari						
proventi da partecipazioni:						
. da imprese controllate					3.649	3.649
. da imprese collegate					3	3
. da altri					41	41
altri proventi finanziari:						
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:						
. da imprese controllate					1	1
. da imprese collegate						
. da altri						
- da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni						
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni					7	7
- proventi diversi dai precedenti:						
. da imprese controllate					86	86
. da imprese collegate					41	41
. da altri					45	45
interessi e altri oneri finanziari:						
. verso imprese controllate					(17)	(17)
. verso imprese collegate						
. verso altri					(130)	(130)
utili e perdite su cambi					(62)	(62)
Totale					3.664	3.664
Rettifiche di valore di attività finanziarie						
rivalutazioni:						
- di partecipazioni						664
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni						
svalutazioni:						
- di partecipazioni						(892)
- di titoli nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni						
Totale delle rettifiche					(228)	(228)
Proventi e oneri straordinari						
proventi					211	211
oneri					(678)	(678)
Totale delle partite straordinarie					(467)	(467)
Risultato prima delle imposte					2.969	6.226
imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate					(938)	(938)
Utile dell'esercizio					2.031	5.288



■ Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nella Relazione sulla gestione al bilancio consolidato - Andamento operativo.

■ Evoluzione prevedibile della gestione

Divisione Exploration & Production

Nel 2006 sono previsti investimenti tecnici di circa 480 milioni di euro.

L'attività esplorativa sarà concentrata prevalentemente sui temi a gas nelle aree padano-appenniniche, nell'*offshore* siciliano e adriatico e sui temi a olio nella Pianura Padana.

L'attività di sviluppo sarà volta all'ottimizzazione del recupero delle riserve dei giacimenti già in produzione, alla valorizzazione di nuove riserve e alla prosecuzione della realizzazione del progetto di sviluppo della Val d'Agri. I nuovi sviluppi con tema a olio riguarderanno la prosecuzione del progetto Miglianico, con avvio della produzione atteso nel 2008. Per il tema a gas *offshore*, è prevista la continuazione della fase di realizzazione del progetto Tea, con *start-up* atteso a fine 2007.

La produzione di idrocarburi nel 2006 è attesa in flessione di circa il 3% a seguito del declino produttivo di giacimenti maturi, solo in parte compensato dall'aumento della produzione in Val d'Agri e dagli interventi di ottimizzazione per il recupero delle riserve residue.

Divisione Gas & Power

Nel 2006 proseguirà l'attuazione della strategia di crescita delle vendite di gas all'estero, in particolare in Europa, e di preservare l'attività sul mercato italiano.

L'impegno per la crescita sul mercato europeo è articolato su più azioni: (i) crescita della posizione sui mercati attrattivi e in rapido sviluppo come la Penisola Iberica, la Germania e la Francia, mediante l'incremento delle vendite a clienti finali con l'avvio di programmi strutturati di *marketing* (tra cui l'apertura di una *branch* a Parigi); (ii) sviluppo delle attività di vendita di GNL collegate alla valorizzazione del *gas equity*; (iii) sviluppo dei servizi di logistica a supporto delle vendite.

Per cogliere i risultati attesi nel mercato italiano, proseguirà l'impegno nell'attuazione di una strategia commerciale focalizzata sul cliente. A tale scopo, le politiche commerciali sono finalizzate a migliorare la qualità dell'offerta in termini di incremento delle opzioni a disposizione del cliente. Inoltre, il pieno ed efficace utilizzo delle piattaforme informatiche di supporto alla forza vendita e dei diversi strumenti di colloquio interattivo con i clienti consentirà di rafforzare il rapporto con il mercato, di migliorare il grado di conoscenza e di far meglio apprezzare servizi innovativi di tipo energetico e informatico. Al fine di ottenere un vantaggio competitivo nel mercato finale, la Divisione perseguirà l'ottimizzazione delle attività commerciali e il continuo incremento dell'efficienza.

Per il 2006 i volumi di gas naturale venduti complessivamente in Italia e nel resto d'Europa sono previsti, in condizioni climatiche normali, sugli stessi livelli del 2005 (69,5 miliardi di metri cubi, inclusi i volumi venduti a società controllate per autoconsumo).

Divisione Refining & Marketing

Nel 2006 sono previsti investimenti tecnici di circa 800 milioni di euro riguardanti essenzialmente: (i) l'attività di raffinazione e logistica, in particolare i progetti di realizzazione di nuove unità di conversione presso le raffinerie di Sannazzaro e di Taranto, nonché il progetto di realizzazione di due nuovi oleodotti per collegare la raffineria di Taranto con un nuovo deposito in Campania e con l'impianto petrolchimico della Polimeri Europa di Brindisi; (ii) il potenziamento e la ristrutturazione della rete di distribuzione di carburanti, in particolare interventi su stazioni di servizio autostradali e sui serbatoi; (iii) il rispetto degli obblighi di legge in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Le lavorazioni in conto proprio (34,22 milioni di tonnellate nel 2005) sono previste in linea con il 2005.

Le vendite sulla rete (8,76 milioni di tonnellate nel 2005) e l'erogato medio per stazione di servizio (2.509 mila litri nel 2005) sono attesi sostanzialmente in linea con il 2005.

F. ro Roberto Poe

F. ro Roberto Poe

È.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

70557 - 468



Bilancio di esercizio
2005



Stato patrimoniale

(euro)	31.12.2004	31.12.2005
ATTIVO		
Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti		
Immobilizzazioni:		
<i>Immobilizzazioni immateriali:</i>	(NOTA N. 1)	
costi di ricerca e di sviluppo		
diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	69.542.699	37.899.411
concessioni, licenze, marchi e diritti simili	89.217.363	79.190.378
avviamento	475.711.167	445.666.059
immobilizzazioni in corso e acconti	28.896.172	28.018.352
altre	50.315.058	39.960.121
Totale	713.682.459	630.734.321
<i>Immobilizzazioni materiali:</i>	(NOTA N. 2)	
terreni e fabbricati	372.353.614	361.085.940
impianti e macchinario	3.519.603.220	3.336.966.261
attrezzature industriali e commerciali	42.966.280	27.355.682
altri beni	61.479.962	57.335.810
immobilizzazioni in corso e acconti	924.051.212	960.691.728
Totale	4.920.454.288	4.743.435.421
<i>Immobilizzazioni finanziarie:</i>	(NOTA N. 3)	
partecipazioni in:		
- imprese controllate	20.843.222.604	21.048.721.591
- imprese collegate	20.006.405.460	20.318.965.120
- altre imprese	827.943.229	723.533.413
crediti:		
- verso imprese controllate:		
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	8.873.915	6.223.058
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	43.894.213	40.155.612
- verso imprese collegate:		
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	29.449.049	20.620.441
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	19.707.890	14.489.761
- verso altri:		
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	5.439.761	5.439.761
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	0	0
altri titoli	9.005.403	9.076.611
azioni proprie	9.005.403	9.076.611
per un valore nominale complessivo di 213.388.288 e 260.585.675 euro rispettivamente nel 2004 e nel 2005	0	0
Totale	23.850.345.620	25.081.208.779
Totale immobilizzazioni	29.484.482.367	30.455.378.521

F.to Roberto Pao

70557 - 470

(euro)	31.12.2004	31.12.2005
Attivo circolante:		
<i>Rimanenze:</i>	(NOTA N. 4)	
materie prime, sussidiarie e di consumo	356.368.705	384.423.915
prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	33.378.102	25.148.672
lavori in corso su ordinazione	10.552.897	12.537.015
prodotti finiti e merci	760.036.572	768.518.514
Totale	1.160.336.276	1.190.628.116
<i>Crediti:</i>	(NOTA N. 5)	
verso clienti:	4.464.702.706	6.487.658.131
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	4.431.937.485	6.463.058.739
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	32.765.221	24.599.392
verso imprese controllate:	2.912.086.551	2.473.870.100
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	2.912.081.335	2.473.868.090
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	5.216	2.010
verso imprese collegate:	175.775.475	236.096.730
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	175.374.315	235.695.493
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	401.160	401.237
crediti tributari:	1.068.001.012	1.005.314.980
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	280.398.316	249.413.803
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	787.602.696	755.901.177
imposte anticipate:	656.560.012	724.765.688
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	0	0
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	656.560.012	724.765.688
verso altri:	268.501.593	284.614.969
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	207.404.950	198.887.708
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	61.096.643	85.727.261
Totale	9.545.627.349	11.212.320.598
<i>Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni:</i>	(NOTA N. 6)	
azioni proprie per un valore nominale complessivo di 21.006.600 e 17.428.300 euro rispettivamente nel 2004 e nel 2005	286.722.609	237.213.107
altri titoli	230.485.477	230.477.747
Totale	516.608.076	467.690.848
<i>Disponibilità liquide:</i>	(NOTA N. 7)	
depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo	578.378.200	747.262.769
danaro e valori in cassa	2.646.477	1.721.877
Totale	580.974.677	748.984.646
Totale attivo circolante	11.803.546.378	13.619.624.208
<i>Ratei e risconti:</i>	(NOTA N. 8)	
disaggio su prestiti	2.518.600	2.165.600
ratei e altri risconti	79.430.527	87.065.711
TOTALE ATTIVO	41.369.977.872	44.164.234.040

F.to Roberto Pae'

(euro)	31.12.2004	31.12.2005
PASSIVO		
Patrimonio netto:	(NOTA N. 9)	
Capitale	4.004.424.476	4.005.358.876
Riserve di rivalutazione:	9.926.778.292	9.926.778.292
- legge n. 576/1975	302.702	302.702
- legge n. 72/1983	2.633.949	2.633.949
- legge n. 408/1990	1.862.771	1.862.771
- legge n. 413/1991	38.926.273	38.926.273
- legge n. 342/2000	9.839.616.321	9.839.616.321
- legge n. 448/2001	43.436.276	43.436.276
Riserva legale	958.634.723	958.922.323
Riserva per azioni proprie in portafoglio	3.229.228.324	4.215.986.859
Altre riserve:	6.630.277.253	6.946.995.997
- riserva disponibile	3.896.086.597	5.218.397.291
- riserva per acquisto di azioni proprie	2.162.079.348	1.128.238.733
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. 917/1986	409.886.743	409.886.743
- riserva art. 14 legge n. 342/2000	73.455.881	73.455.881
- riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986	61.924.193	62.018.361
- riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993	0	29.568.997
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	19.181.207	19.181.207
- riserva da avanzo di fusione	4.464.534	4.464.534
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1.784.250	1.784.250
- riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile	1.414.500	0
Utile dell'esercizio	4.684.165.492	5.287.660.334
Acconto sul dividendo	0	(1.685.697.998)
Totale	29.433.508.560	29.656.004.683
Fondi per rischi e oneri:	(NOTA N. 10)	
per trattamento di quiescenza e obblighi simili	10.600.993	11.541.351
per imposte, anche differite	37.554.732	17.396.557
altri	1.943.210.610	2.719.287.354
Totale	1.991.366.335	2.748.225.262
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(NOTA N. 11) 202.297.535	227.333.779

F. ro Roberto Pold



70557-472

(euro)	31.12.2004	31.12.2005
Debiti:	(NOTA N. 12)	
obbligazioni:	2.000.000.000	2.000.000.000
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	0	0
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	2.000.000.000	2.000.000.000
debiti verso banche:	126.176.785	67.537.123
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	71.261.082	43.138.551
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	54.915.703	24.398.572
debiti verso altri finanziatori:	60.679.543	10.461.891
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	8.454.255	0
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	52.225.288	10.461.891
acconti:	173.831.771	171.418.223
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	173.831.771	171.418.223
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	0	0
debiti verso fornitori:	2.299.318.124	3.404.789.490
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	2.269.443.920	3.370.140.729
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	29.874.204	34.648.761
debiti verso imprese controllate:	2.901.301.859	3.563.250.110
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	2.434.124.329	3.206.523.161
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	467.177.530	356.726.949
debiti verso imprese collegate:	117.082.327	158.106.684
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	117.082.327	158.106.684
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	0	0
debiti tributari:	1.212.184.500	1.339.770.301
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	1.212.184.500	1.339.770.301
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	0	0
debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale:	43.678.101	44.565.381
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	43.482.498	44.565.381
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	195.603	0
altri debiti:	327.973.372	346.573.023
. importi esigibili entro l'esercizio successivo	192.732.101	208.177.711
. importi esigibili oltre l'esercizio successivo	135.241.271	138.395.312
Totale	9.262.226.382	11.106.472.226
Ratei e risconti	(NOTA N. 13) 480.579.060	431.198.090
TOTALE PASSIVO	41.369.977.872	44.164.234.040

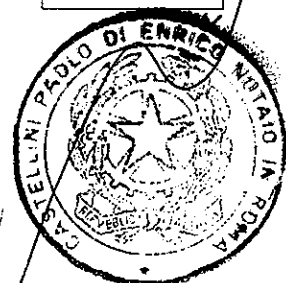
F.to Roberto Poa



GARANZIE E ALTRI CONTI D'ORDINE

(euro)	31.12.2004	31.12.2005
GARANZIE	(NOTA N. 14)	
Fidejussioni prestate nell'interesse:		
di imprese controllate	5.426.277.221	7.833.315.988
di imprese collegate	4.893.553.355	4.905.549.352
di altri	3.130.714	0
Totale	10.322.961.290	12.738.865.340
Altre garanzie personali prestate nell'interesse:		
di imprese controllate	29.771.629.249	31.408.493.939
di imprese collegate	1.574.950.753	1.507.754.593
proprio	575.764.839	568.206.959
di altri	583.901.767	476.627.195
Totale	32.506.246.609	33.961.082.686
TOTALE GARANZIE	42.829.207.898	46.699.948.026
ALTRI CONTI D'ORDINE	(NOTA N. 15)	
Impegni:		
acquisto di beni	5.709.000	98.000.000
vendita di beni	128.000.000	0
beni in <i>leasing</i>	58.800.736	48.714.050
contratti derivati di copertura	1.136.939.320	1.634.536.916
altri impegni	286.291.943	214.758.418
Totale	1.615.740.998	1.996.009.384
Rischi:		
altri	84.311.234	156.500.000
Totale	84.311.234	156.500.000
TOTALE ALTRI CONTI D'ORDINE	1.700.052.233	2.152.509.384

F.to Roberto Poggi



70557-474

Conto economico

(euro)	31.12.2004	31.12.2005
Valore della produzione:	(NOTA N. 16)	
ricavi delle vendite e delle prestazioni	47.468.338.494	59.037.239.071
variazioni delle rimanenze di prodotti in corso di lavorazione, semilavorati e finiti	(4.267.542)	109.544.824
variazioni dei lavori in corso su ordinazione	12.921.331	1.193.615
incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	106.744.926	116.485.063
altri ricavi e proventi:	513.328.022	464.269.605
- contributi in conto esercizio	5.211.689	7.080.981
- altri	508.116.333	457.188.624
Totale	48.097.065.231	59.728.732.178
Costi della produzione:	(NOTA N. 17)	
per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	(25.619.369.257)	(36.360.133.987)
per servizi	(5.901.998.648)	(6.320.238.512)
per godimento di beni di terzi	(465.020.824)	(525.179.689)
per il personale:	(797.507.278)	(849.125.590)
- salari e stipendi	(567.339.555)	(589.430.262)
- oneri sociali	(173.982.801)	(188.215.778)
- trattamento di fine rapporto	(44.093.864)	(47.354.442)
- trattamento di quiescenza e simili	0	(1.361.111)
- altri costi	(12.091.058)	(22.763.997)
ammortamenti e svalutazioni:	(952.541.791)	(846.026.320)
- ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	(243.745.239)	(202.201.600)
- ammortamento delle immobilizzazioni materiali	(657.324.926)	(608.884.609)
- altre svalutazioni delle immobilizzazioni	(12.396.408)	(2.981.054)
- svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	(39.075.218)	(31.959.057)
variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(96.024.105)	(74.162.805)
accantonamenti per rischi	(50.244.764)	(402.998.459)
altri accantonamenti	(136.415.985)	(367.862.126)
oneri diversi di gestione	(10.851.728.875)	(10.725.637.994)
Totale	(44.870.851.527)	(56.471.365.482)
Differenza tra valore e costi della produzione	3.226.213.704	3.257.366.696

F.to Roberto Roci



(euro)	31.12.2004	31.12.2005
Proventi e oneri finanziari:	(NOTA N. 18)	
proventi da partecipazioni:	1.831.920.981	3.692.863.528
. da imprese controllate	1.791.143.947	3.648.775.948
. da imprese collegate	5.338.635	2.709.764
. da altri	35.438.399	41.377.816
altri proventi finanziari:	139.604.635	179.544.577
- da crediti iscritti nelle immobilizzazioni:	2.905.832	1.415.714
. da imprese controllate	2.188.465	1.415.418
. da imprese collegate	694.715	0
. da altri	22.652	296
- da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni	12.870	3.124
- da titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni	6.311.855	6.759.130
- proventi diversi dai precedenti:	130.374.078	171.366.609
. da imprese controllate	58.125.102	85.674.169
. da imprese collegate	36.367.241	41.190.749
. da controllanti	0	0
. da altri	35.881.735	44.501.691
interessi e altri oneri finanziari:	(215.524.464)	(147.026.893)
. verso imprese controllate	(20.734.774)	(16.530.871)
. verso imprese collegate	(63.742.117)	0
. verso controllanti	0	0
. verso altri	(131.047.573)	(130.496.022)
utili e perdite su cambi	12.089.405	(61.799.100)
Totale	1.768.090.557	3.663.582.112
Rettifiche di valore di attività finanziarie:	(NOTA N. 19)	
rivalutazioni:	3.375.328	664.259.543
- di partecipazioni	0	663.967.046
- di immobilizzazioni finanziarie che non costituiscono partecipazioni	3.172.929	0
- di titoli iscritti nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni	202.399	292.497
svalutazioni:	(434.704.723)	(663.515.588)
- di partecipazioni	(434.704.723)	(663.515.588)
- di titoli nell'attivo circolante che non costituiscono partecipazioni	0	0
Totale delle rettifiche	(431.329.395)	(228.755.885)
Proventi e oneri straordinari:	(NOTA N. 20)	
proventi	1.640.986.232	2.113.777.721
oneri	(620.285.277)	(678.650.179)
Totale delle partite straordinarie	1.020.700.955	(467.252.458)
Risultato prima delle imposte	5.583.675.821	6.225.440.465
imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	(NOTA N. 21) (899.510.329)	(937.780.131)
Utile dell'esercizio	4.684.165.492	5.287.660.334

F. ro Roberto Roa

70557 - 476

Nota integrativa

RENDICONTO FINANZIARIO

(milioni di euro)	2004	2005
Utile dell'esercizio	4.684	5.288
Ammortamenti	895	806
Svalutazioni (rivalutazioni)	428	240
Variazioni fondi per rischi e oneri	93	511
Variazione trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	19	23
Minusvalenze da radiazione, eliminazione ed estinzione	(57)	(101)
Dividendi	(1.710)	(3.531)
Interessi attivi	(80)	(102)
Interessi passivi	131	137
Differenze di cambio non realizzate	2	
Oneri (proventi) straordinari	(1.021)	467
Imposte sul reddito	899	938
Altre rettifiche	(2)	5
Risultato operativo prima della variazione del capitale di esercizio	4.281	4.681
Variazioni:		
- rimanenze	94	(37)
- crediti commerciali e diversi	(462)	(1.726)
- ratei e risconti attivi	(26)	(6)
- debiti commerciali e diversi	626	2.102
- ratei e risconti passivi	233	(37)
Flusso di cassa del risultato operativo	4.746	4.977
Dividendi incassati	2.032	3.531
Interessi incassati	75	101
Interessi pagati	(128)	(128)
Proventi (oneri) straordinari incassati (pagati)	(34)	(128)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti d'imposta acquistati	(559)	(728)
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	6.132	7.264
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(173)	(126)
- immobilizzazioni materiali	(874)	(1.738)
- partecipazioni e azioni proprie	(1.173)	(1.972)
- titoli		
- crediti finanziari	(1.000)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	188	(61)
Flusso di cassa degli investimenti	(3.031)	(2.897)
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni immateriali		3
- immobilizzazioni materiali	13	29
- rami d'azienda	22	(20)
- partecipazioni e azioni proprie	799	793
- titoli	4	
- crediti finanziari	44	33
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	11	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	893	838
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.138)	(2.059)

F.to Roberto Paoi

(milioni di euro)	2004	2005
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	310	4
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(524)	(83)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(891)	172
Apporti di capitale		
Dividendi pagati	(2.866)	(5.070)
Acquisto di azioni proprie		
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(3.971)	(4.977)
Effetti delle fusioni	284	
Flusso di cassa netto del periodo	307	168
Disponibilità liquide a inizio del periodo	274	581
Disponibilità liquide a fine periodo	581	749

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

(milioni di euro)	2005
Analisi dei disinvestimenti in rami d'azienda (conferimento a EniMed SpA)	
Attività a lungo termine	
Immobilizzazioni immateriali	3
Immobilizzazioni materiali	275
Attività finanziarie strumentali all'attività operativa	1
Attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	0
Altre attività	56
	335
Attività a breve termine	
Rimanenze	8
Crediti commerciali e diversi	1
Attività finanziarie strumentali all'attività operativa	0
Attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	
Altre attività	
Passività a lungo termine	
Passività finanziarie	(46)
Altre passività	(309)
	(355)
Passività a breve termine	
Debiti commerciali e diversi	(1)
Passività finanziarie	(8)
Altre passività	0
	(9)
Effetto netto dei disinvestimenti	(20)
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	0
Totale prezzo di vendita	(20)
a dedurre:	
Disponibilità liquide	0
Flusso di cassa dei disinvestimenti	(20)

F. ro Roberto P. di

7 0 5 5 7 - 478

■ Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è stato redatto secondo le disposizioni del codice civile, integrate dai principi contabili elaborati dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e dei Ragionieri, dall'Organismo Italiano di Contabilità (OIC) e, ove mancanti e in quanto applicabili, da quelli emanati dall'*International Accounting Standard Board* (IASB). Poiché non regolati dai principi indicati, sono stati adottati i criteri specifici dell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi applicati a livello internazionale con particolare riferimento alla determinazione degli ammortamenti con il metodo dell'unità di prodotto¹.

In applicazione del D.Lgs. n. 127/1991 è stato redatto il bilancio consolidato di Gruppo.

Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro avvalendosi della facoltà prevista dall'art. 1 della deliberazione Consob n. 11661 del 20 ottobre 1998.

■ Criteri di valutazione

I criteri di valutazione adottati non sono stati modificati rispetto a quelli dell'esercizio precedente; i criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio di esercizio sono indicati nei punti seguenti.

■ Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione. Il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono od obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte, al loro maggiore valore normale determinato sulla base della residua possibilità di utilizzazione del bene ovvero, per i beni destinati alla vendita, al valore netto di realizzo.

I diritti di utilizzazione delle opere di ingegno sono ammortizzati nel periodo di utilizzazione previsto e nei limiti posti dalla legge o dal contratto. Quando il periodo di utilizzazione non è oggettivamente determinabile, l'ammortamento è effettuato a quote costanti entro un periodo non superiore a 5 anni.

L'avviamento è iscritto all'attivo patrimoniale quando è acquisito a titolo oneroso ed è ammortizzato a quote costanti nel periodo di utilizzazione previsto, non superiore a venti anni a partire da quello di iscrizione (v. nota n. 1 "Immobilizzazioni immateriali" della Nota integrativa).

Le altre immobilizzazioni immateriali, escluse quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate a quote costanti sulla base della residua possibilità di utilizzazione.

Le spese di ricerca e i costi di pubblicità sono imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Le immobilizzazioni immateriali sono svalutate quando il loro valore recuperabile risulta durevolmente inferiore al valore di iscrizione. Il valore recuperabile è rappresentato dal maggiore tra il valore di mercato, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e dalla sua cessione. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che tiene conto del rischio implicito nel settore di attività. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, i valori delle immobilizzazioni immateriali sono ripristinati nei limiti delle svalutazioni effettuate e tenuto conto dell'ammortamento maturato. La svalutazione dei costi di impianto e di ampliamento e dell'avviamento non è oggetto di rivalutazione.

■ Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri finanziari relativi al periodo di realizzazione del bene connessi a debiti specifici. Il costo è rettificato quando specifiche leggi consentono od obbligano la rivalutazione delle immobilizzazioni per adeguarle, anche se solo in parte, al loro maggiore valore normale determinato sulla base della residua possibilità di utilizzazione del bene ovvero, per i beni destinati alla vendita, al valore netto di realizzo.

I beni condotti in locazione finanziaria sono iscritti all'attivo patrimoniale nell'esercizio in cui è esercitato il diritto di riscatto. Nel periodo di locazione l'impegno a effettuare i pagamenti dei canoni è iscritto in calce allo stato patrimoniale.

Le immobilizzazioni materiali, escluse quelle relative all'attività mineraria, sono ammortizzate a quote costanti sulla base della residua possibilità di utilizzazione dei beni (ammortamento economico-tecnico).

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati a quote costanti nel periodo di durata della concessione o della vita economico-tecnica se minore; il valore da ammortizzare è determinato al netto dei contributi ricevuti dal concedente.

(1) Con riferimento all'art. 4 del D.Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38 Eni redigerà il bilancio d'esercizio in conformità ai principi contabili internazionali adottati dalla Commissione Europea a partire dal 1° gennaio 2006. Le principali disposizioni IFRS che saranno applicate sono indicate nel paragrafo "Criteri di valutazione" delle Note al bilancio consolidato.

I principali coefficienti di ammortamento economico-tecnico adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

	Percentuale annua
Terreni e fabbricati	da 0 a 10
Pozzi e impianti di sfruttamento	aliquota UOP
Impianti specifici di raffinaria e logistica	da 6,25 a 14
Impianti specifici di distribuzione	10
Altri impianti e macchinario	da 4 a 30
Attrezzature industriali e commerciali	da 7,5 a 35
Altri beni	da 12 a 40

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione aventi natura incrementativa sono imputati all'attivo patrimoniale. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie sono imputate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute. Le svalutazioni e le riprese di valore sono effettuate applicando gli stessi criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

■ Attività mineraria

Concessioni minerarie

I costi relativi all'acquisto di concessioni minerarie sono imputati nelle "Immobilizzazioni immateriali" dell'attivo patrimoniale e ammortizzati con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) come indicato al punto "Sviluppo".

Esplorazione

I costi sostenuti per accertare l'esistenza di un nuovo giacimento, sia prima dell'acquisizione dei titoli minerari sia successivamente alla stessa (prospezioni delle aree, sondaggi esplorativi, rilievi geologici e geofisici, perforazione dei pozzi esplorativi, acquisizione di dati sismici rilevati da terzi, etc.), sono imputati all'attivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e di sviluppo", per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Sviluppo

I costi di sviluppo sostenuti per la perforazione dei pozzi, la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono imputati all'attivo patrimoniale e ammortizzati, prevalentemente, con il metodo UOP perché la loro vita utile è strettamente correlata alla disponibilità di riserve di idrocarburi economicamente sfruttabili. Con tale metodo i costi residui sono ammortizzati applicando l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nell'esercizio e le riserve certe sviluppate esistenti alla fine dell'esercizio, incrementate dei volumi estratti nell'esercizio stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra investimenti e riserve certe sviluppate.

I costi relativi ai pozzi di sviluppo con esito minerario negativo o incidentati sono imputati a conto economico come minusvalenze da radiazione.

Le svalutazioni e le rivalutazioni dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le immobilizzazioni immateriali.

Produzione

I costi relativi all'attività di produzione (manutenzioni ordinarie dei pozzi, estrazione, trasporto, etc.) sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Chiusura e abbandono pozzi

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono stanziati annualmente alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" in modo che il rapporto tra il fondo e l'ammontare dei costi previsti corrisponda al rapporto tra la produzione cumulata a fine periodo e le riserve certe sviluppate a fine periodo incrementate delle produzioni cumulate.

70557 - 480

■ Partecipazioni immobilizzate

Le partecipazioni sono iscritte al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Il costo è determinato applicando il metodo *LIFO* a scatti annuali e incrementato delle rivalutazioni operate in applicazione di leggi specifiche.

Le perdite durevoli di valore sono apprezzate sulla base della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato se redatto, ovvero, nel caso in cui detto valore non sia in grado di riflettere l'effettivo valore recuperabile della partecipazione sulla base dell'ultimo bilancio di esercizio conosciuto nonché, ove disponibili, dei relativi piani pluriennali. Per le imprese estere, non si procede alla svalutazione per la parte della diminuzione patrimoniale che deriva dall'apprezzamento dell'euro non giudicato durevole alla luce degli scenari utilizzati nella redazione dei piani pluriennali; parimenti non si tiene conto di aumenti patrimoniali riconducibili all'apprezzamento della moneta estera.

Le partecipazioni sono mantenute a un valore superiore al patrimonio netto di riferimento, nei limiti del valore di iscrizione originario, quando quest'ultimo corrisponde al prezzo pagato che ha tenuto conto di riserve implicite ancora esistenti.

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

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, i valori delle partecipazioni sono ripristinati nei limiti delle svalutazioni effettuate con effetto a conto economico. Per le partecipazioni acquisite prima della pubblicazione del D.Lgs. n. 127/1991, l'analisi dei movimenti assume come costo originario del bene il valore iscritto all'attivo patrimoniale nel bilancio di esercizio 1992.

■ Titoli immobilizzati

I titoli sono iscritti al costo di acquisto integrato degli interessi impliciti maturati alla chiusura dell'esercizio. Il costo così determinato è rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni, i titoli sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate con effetto a conto economico.

■ Azioni proprie immobilizzate

Le azioni proprie acquistate come investimento di carattere durevole sono iscritte al costo rettificato per perdite durevoli di valore. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le azioni proprie sono rivalutate, nei limiti delle svalutazioni effettuate, con effetto a conto economico. A fronte delle azioni proprie è iscritta nel patrimonio netto, per pari ammontare, la specifica riserva indisponibile.

■ Rimanenze

Le rimanenze sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato. Le rimanenze di materie sussidiarie e di consumo obsolete o di lenta movimentazione sono valutate in relazione alla loro possibilità di utilizzo o di realizzo.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggi, condensati e gas naturale) e dei prodotti petroliferi è determinato sulla base del costo medio ponderato tra quello di produzione e quello di acquisto applicando il metodo *LIFO* a scatti annuali; quello delle altre rimanenze è determinato applicando generalmente il costo medio.

■ Crediti e debiti

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

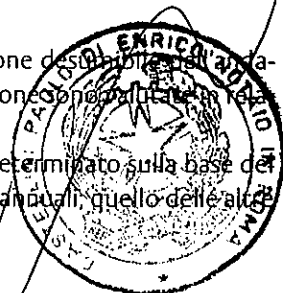
I crediti e i debiti in moneta estera sono convertiti in euro al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio (fonte: Ufficio Italiano Cambi) e le differenze derivanti dall'adeguamento sono iscritte alla voce "Utili e perdite su cambi"; i contratti di copertura sono valutati coerentemente.

L'eventuale utile netto su cambi è accantonato in un'apposita riserva non distribuibile fino al realizzo.

■ Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

I titoli sono iscritti al minore tra il costo, determinato con il metodo *LIFO* a scatti annuali, e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato.

Le azioni proprie acquistate al servizio dei piani di incentivazione emessi a favore dei dirigenti del Gruppo (v. punto "Altre informazioni - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" della Relazione sulla gestione) sono iscritte relativamente alle *stock grant* al minore tra il costo di acquisto e il *fair value* (valore equo) delle *stock grant* al momento dell'assegnazione; questo valore è ridotto indirettamente, pro rata temporis, lungo il *vesting period* delle stesse (v. "Ricavi e costi" del presente punto) mediante



accantonamento al "Fondo rischi e oneri - altri". Nel caso di *stock option* le azioni proprie in portafoglio sono iscritte al minore tra il costo e il prezzo di esercizio delle opzioni. Le azioni proprie al servizio dei piani di incentivazione da emettere sono iscritte al minore tra il costo di acquisto e il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato. A fronte delle azioni proprie è iscritta nel patrimonio netto, per pari ammontare, la specifica riserva indisponibile.

■ Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide in moneta estera sono iscritte in bilancio al cambio corrente alla chiusura dell'esercizio.

■ Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986

I contributi in conto impianti ricevuti per l'acquisto o per la realizzazione di beni strumentali e i contributi in conto capitale ricevuti per finalità diverse, quali i contributi per la ricerca scientifica, sono iscritti nell'esercizio in cui sono deliberati dal soggetto concedente e si sono verificate le condizioni previste dalla delibera medesima.

I contributi erogati fino al 31 dicembre 1992 sono iscritti nella "Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986" del patrimonio netto e godono dei benefici della sospensione dalla tassazione previsti dalla vigente normativa fiscale.

I contributi erogati dal 1993 al 1997 sono iscritti in misura pari al 50% nella medesima Riserva al fine di fruire del regime di sospensione d'imposta previsto dalla normativa fiscale in vigore fino al 31 dicembre 1997. Il residuo 50%, iscritto nei risconti passivi, è imputato a conto economico per competenza di esercizio coerentemente agli ammortamenti dei beni/costi cui i contributi sono correlati; ai fini fiscali il contributo concorre a formare il reddito imponibile in quote costanti in dieci esercizi.

Nella nota integrativa è indicato l'ammontare della Riserva che si rende disponibile per effetto dell'imputazione a conto economico dei costi correlati ai contributi medesimi.

A partire dall'esercizio 1998, a seguito delle modifiche apportate all'art. 88 del D.P.R. n. 917/1986, i contributi sono iscritti per intero nei risconti passivi e imputati a conto economico per competenza di esercizio secondo il criterio sopra indicato. Ai fini fiscali i contributi in conto impianti concorrono a formare il reddito imponibile in quote correlate all'ammortamento dei beni cui si riferiscono, gli altri contributi in conto capitale in quote costanti in cinque esercizi.

Sulla differenza fra la quota dei risconti per contributi imputata a conto economico per competenza di esercizio e la quota che concorre alla formazione del reddito imponibile sono calcolate, se di ammontare rilevante, le imposte differite o anticipate.

■ Ratei e risconti

I ratei e risconti sono determinati in modo da imputare all'esercizio la quota di competenza dei costi e dei proventi con riferimento a un o più esercizi. I risconti accolgono tra l'altro i contributi in conto capitale ricevuti a partire dal 1° gennaio 1993 da imputare, per competenza, a beneficio del conto economico degli esercizi futuri.

■ Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata, di esistenza certa o probabile dei quali alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati o l'ammontare o la data di sopravvenienza. In particolare il fondo smantellamento e ripristino siti accoglie i costi per la chiusura e l'abbandono dei pozzi (v. punto "Attività mineraria - fondo chiusura e abbandono pozzi"), nonché, nell'esercizio in cui si assume la decisione di dismissione o di una diversa destinazione dei beni, i costi connessi allo smantellamento e al ripristino dei siti che si presume di sostenere in occasione della dismissione o dell'attribuzione a una diversa destinazione di raffinerie, depositi, stabilimenti e stazioni di servizio.

■ Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato e altri trattamenti a favore dei dipendenti

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

Eni versa contributi a fondi che si occupano della copertura assistenziale e previdenziale integrativa e di altre provvidenze a favore dei dipendenti. Questi fondi sono previsti da contratti di lavoro nazionali e da accordi sindacali a livello aziendale e non sono gestiti direttamente dalla Società. I contributi da corrispondere sono determinati periodicamente con le stesse organizzazioni sindacali e sono imputati a conto economico quando corrisposti. I principali fondi sono: a favore dei dirigenti, il Fondo Pensione Dirigenti Gruppo Eni (FOPDIRe) e il Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti delle Aziende del Gruppo Eni (FISDE); a favore degli altri dipendenti: il Fondenergia per le prestazioni pensionistiche complementari, il Fondo Integrativo Sanitario (FIS) e il Fondo per le Attività di Solidarietà (FASEN) che promuove e assicura servizi sociali, ricreativi e culturali.



70557-482

■ Garanzie e altri conti d'ordine

Le garanzie sono indicate in calce allo stato patrimoniale per il loro ammontare nominale; sono escluse le garanzie per debiti o impegni iscritti in bilancio che comportano rischi supplementari giudicati remoti. Le garanzie reali sono indicate solo se concesse su debiti o impegni altrui. Le garanzie reali costituite a fronte di debiti o impegni propri sono indicate nel commento della voce di bilancio che rileva i beni oggetto di garanzia.

Gli impegni per contratti derivati (acquisti a termine di valuta, *swap*, *future*, etc.) che comportano lo scambio a termine di capitali o di altre attività o del loro differenziale sono indicati in calce allo stato patrimoniale al prezzo di regolamento del contratto; nel caso di contratti derivati su merci, l'impegno è considerato di vendita se comporta il ricevimento di un prezzo fisso. Gli impegni per contratti derivati diversi dai precedenti (*interest rate swap*, *forward rate agreement*, etc.) sono indicati in calce allo stato patrimoniale al valore nominale del capitale di riferimento.

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

I rischi possibili, ma non probabili, conseguenti a garanzie rilasciate o a impegni assunti non quantificabili sono menzionati negli impegni e rischi non risultanti dallo stato patrimoniale. I rischi relativi al contenzioso sono indicati nella Nota integrativa al bilancio consolidato alla nota "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi".

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

■ Ricavi e costi

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono iscritti al momento del trasferimento della proprietà o del compimento della prestazione. In particolare il momento del riconoscimento dei ricavi coincide:

- per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, generalmente con la consegna alle stazioni di servizio; per tutte le altre vendite, generalmente con la spedizione;
- per il gas naturale, con l'uscita dalla rete di trasporto e la consegna all'utente;
- per i greggi, con la spedizione.

Quando i ricavi sono riconosciuti al momento della spedizione, tutti i rischi di perdita sono trasferiti all'acquirente alla data. I ricavi e i costi sono iscritti al netto di resi, sconti, abbuoni e premi, nonché delle imposte direttamente connesse con la vendita dei prodotti e la prestazione di servizi.

I costi sono riconosciuti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa più identificare l'utilità futura degli stessi.

I ricavi e i costi relativi a operazioni in moneta estera sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta. Gli effetti economici di contratti derivati di copertura specifica da rischio di cambio di operazioni in moneta estera sono attribuiti ai ricavi e costi relativi.

Trattamento contabile delle *stock grant* e delle *stock option*

A partire dal bilancio dell'esercizio 2003 i costi per il personale includono, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assumono, le *stock grant* e le *stock option* assegnate ai dirigenti. Il costo è determinato con riferimento al *fair value* del diritto assegnato al dirigente, incrementato degli eventuali oneri a carico del datore di lavoro (oneri sociali e TFR) calcolati sulla base del valore normale delle azioni (media dei prezzi ufficiali dell'ultimo mese dell'esercizio); la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro rata temporis lungo il periodo a cui è riferita l'incentivazione (*vesting period*)². Il *fair value* delle *stock grant* (per le assegnazioni 2005: 20,0806 euro) è rappresentato dal valore corrente dell'azione alla data di assunzione dell'impegno, ridotto del valore attuale dei dividendi attesi nel *vesting period*. Il *fair value* delle *stock option* (per le assegnazioni 2005: 3,333 euro) è rappresentato dal valore dell'opzione determinato applicando il modello *Black-Scholes* che tiene conto delle condizioni di esercizio del diritto, del valore corrente dell'azione, della volatilità attesa e del tasso privo di rischio. La rilevazione del costo delle *stock grant* è effettuata con contropartita alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri"; il costo relativo alle *stock option* è rilevato con contropartita alla voce "Riserva disponibile". Il *fair value* dei diritti assegnati ai dirigenti di società controllate di Eni SpA a fronte di piani di *stock grant* con utilizzo di azioni proprie è addebitato alle società presso cui i dirigenti sono a ruolo. Il costo e il relativo addebito sono rilevati rispettivamente alla voce "Oneri finanziari - altri" e "Proventi finanziari - altri".

(2) Per le *stock grant*, periodo intercorrente tra la data di assegnazione del diritto di opzione e la data in cui le azioni sono assegnate; per le *stock option*, periodo intercorrente tra la data di assunzione dell'impegno e la data in cui l'opzione può essere esercitata.

Il costo complessivo delle *stock grant* e delle *stock option* assegnate nel 2005 ai dirigenti a ruolo di Eni SpA ammonta a 37 milioni di euro, come segue:

(milioni di euro)

<i>Fair value</i> delle <i>stock grant</i>	18
<i>Fair value</i> delle <i>stock option</i>	12
Oneri sociali e TFR sul valore normale delle <i>stock grant</i>	7
	37

Il costo di competenza dell'esercizio 2005 ammonta a 14 milioni di euro, come segue:

(milioni di euro)

Assegnazione 2003	7
Assegnazione 2004	7
Assegnazione 2005	6
Imposte anticipate	(6)
	14

Dividendi

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

Imposte sul reddito

A decorrere dall'esercizio 2004 Eni SpA e le società controllate³ che hanno esercitato l'opzione per il regime fiscale del Consolidato fiscale nazionale determinano l'Ires su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e negativi delle singole società. I rapporti economici, oltre che le responsabilità e gli obblighi reciproci, fra Eni SpA e le predette società controllate sono definiti nel "Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del consolidato nazionale per le società del Gruppo Eni", secondo il quale: (i) le società controllate con imponibile positivo trasferiscono a Eni le risorse finanziarie corrispondenti alla maggiore imposta da questa dovuta per effetto della loro partecipazione al Consolidato nazionale, (ii) quelle con imponibile negativo ricevono una compensazione pari al relativo risparmio d'imposta realizzato da Eni SpA se e nella misura in cui hanno prospettive di redditività che avrebbero consentito, in assenza del Consolidato fiscale nazionale, di pagare imposte anticipate. Conseguentemente l'Ires corrente è calcolata sulla base della stima: (i) del reddito imponibile di Eni SpA; (ii) del reddito imponibile negativo delle controllate senza prospettive di redditività partecipanti al Consolidato nazionale perché il relativo risparmio d'imposta rimane acquisito da Eni SpA; (iii) del reddito imponibile delle sue controllate e collegate residenti in paesi con regimi fiscali privilegiati, proporzionalmente alla partecipazione detenuta, qualora ricorrano le condizioni per la tassazione per imputazione prevista dagli articoli 167 e 168 del D.P.R. 917/1986.

Il debito per imposte è rilevato alla voce "Debiti tributari" al netto degli acconti versati, delle ritenute subite e, in genere, dei crediti di imposta. Alla stessa voce "Debiti tributari" è iscritta l'Ires corrente calcolata sulla base della stima degli imponibili positivi e negativi delle società controllate che hanno aderito al Consolidato fiscale nazionale, al netto degli acconti versati, delle ritenute subite e dei crediti d'imposta di competenza delle società stesse; in contropartita al debito per imposte sono iscritti i corrispondenti crediti di Eni SpA verso le stesse società per l'imposta corrente corrispondente agli imponibili positivi trasferiti nell'ambito del Consolidato fiscale nazionale. Il debito per le compensazioni dovute alle società controllate con imponibile negativo e con prospettive di redditività è rilevato alla voce "Debiti verso imprese controllate".

L'Ires differita e anticipata è calcolata sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività determinati secondo criteri civilistici e i corrispondenti valori fiscali delle stesse società relativamente alle quali è calcolata l'Ires corrente. La rilevazione delle imposte differite è omessa se è dimostrabile che il loro pagamento è improbabile; l'iscrizione delle imposte anticipate è subordinata alla ragionevole certezza della loro recuperabilità. Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte diffe-

(3) Le società controllate di seguito indicate hanno esercitato l'opzione per il Consolidato fiscale nazionale: AgipFuel SpA, Ecofuel SpA, Eni Gas & Power Deutschland SpA, Enifin SpA, EniPower SpA, Fiorentina Gas Clienti SpA, GNL Italia SpA, Ieoc SpA, Isaf SpA, Italgas SpA, Napoletana Gas SpA, Napoletana Gas Clienti SpA, Padana Assicurazioni SpA, Servizi Aerei SpA, Snamprogetti SpA, Snam Rete Gas SpA, Società Petrolifera Italiana SpA, Sofid SpA, Sofid Sim SpA, Stoccaggi Gas Italia SpA, Syndial SpA, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd.

70557-484

rite sono compensate se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo è iscritto alla voce "Crediti - imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Fondi per rischi e oneri - per imposte, anche differite".

L'irap corrente, differita e anticipata è determinata esclusivamente con riferimento a Eni SpA.

■ Contratti derivati

Per far fronte al rischio di variazione dei tassi di interesse, dei cambi e dei prezzi, la Società stipula contratti derivati a copertura di specifiche operazioni ovvero di esposizioni nette. La politica adottata dalla Società e la descrizione dei contratti utilizzati sono indicati alla nota 15.

I differenziali di interesse da incassare o da pagare sugli *interest rate swap* e sui contratti "collar" sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto. I differenziali di interesse maturati e non liquidati alla data di chiusura dell'esercizio o liquidati anticipatamente rispetto alla competenza economica sono rilevati alla voce "Ratei e risconti".

I contratti derivati di copertura dal rischio di cambio sono valutati coerentemente alle attività, passività o impegni oggetto di copertura; pertanto i contratti derivati di copertura dal rischio di cambio di attività e passività sono valutati al cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio e i relativi oneri e proventi (componente valutaria) sono iscritti alla voce "Utili e perdite su cambi" con contropartita alla voce "Ratei e risconti". I contratti derivati di copertura di impegni non sono adeguati ai cambi di chiusura dell'esercizio, ma di essi si tiene conto al fine di verificare che non vi siano differimenti di perdite. I premi o gli sconti sono imputati a conto economico per competenza lungo la durata del contratto (componente finanziaria).

Gli utili sui contratti derivati di copertura dal rischio prezzo sono imputati a conto economico nei limiti necessari a compensare le svalutazioni delle attività oggetto di copertura; le perdite sono imputate a conto economico quando maturate, coerentemente alla valutazione delle attività oggetto di copertura. Gli utili e le perdite sono classificati coerentemente all'attività, passività o impegno oggetto di copertura. Gli effetti economici dei contratti derivati di copertura di impegni sono sospesi fintanto che l'operazione coperta non si realizza; eventuali differenziali negativi maturati sul contratto derivato sono imputati a conto economico se costituiscono un differimento di perdite.

■ Costi di ricerca scientifica e tecnologica

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, svolti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico sono considerati costi correnti e imputati a conto economico nell'esercizio di sostenimento. I costi di realizzazione di impianti dimostrativi di ricerca applicata sono imputati all'attivo patrimoniale alla voce "Costi di ricerca e sviluppo" per rappresentare la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui i costi vengono sostenuti in relazione alle incertezze sullo sfruttamento commerciale della ricerca. I costi di ricerca e sviluppo iscritti all'attivo patrimoniale riguardano costi a utilità pluriennale sostenuti per attività di ricerca applicata e sviluppo e sono valutati applicando i criteri indicati per le immobilizzazioni immateriali.

■ Costi ambientali

I costi ambientali sono sostenuti o stanziati per prevenire, ridurre, riparare o monitorare l'impatto ambientale delle attività produttive. Sono imputati in aumento delle immobilizzazioni cui si riferiscono i costi ambientali che aumentano la vita utile, la capacità produttiva nonché la sicurezza delle immobilizzazioni materiali sempreché consentano di conseguire un incremento complessivo della produttività aziendale. I rischi e gli oneri sono stanziati alla voce "Fondi per rischi e oneri - altri" quando è probabile che la passività sarà sostenuta e l'ammontare può essere ragionevolmente stimato.

I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base della media dei prezzi esistenti sulle principali borse europee alla chiusura dell'esercizio, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate; i proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione.

■ Costi di ristrutturazione

I costi connessi agli incentivi all'esodo sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui il programma di riduzione del personale è definito e si sono verificate le condizioni previste per l'attuazione. La svalutazione delle immobilizzazioni è effettuata quando il valore di iscrizione risulta durevolmente inferiore alla residua possibilità di utilizzazione. Questi costi sono di natura straordinaria.

■ Note al bilancio e altre informazioni

1 Immobilizzazioni immateriali

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2004	Investimenti	Decrementi	Ammortamenti e svalutazioni	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2005	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2005 ⁽¹⁾
Costi di ricerca e di sviluppo		76		(76)			136
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	70	12	(1)	(55)	12	38	463
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	89	17		(28)	1	79	215
Avviamento	476			(31)	1	446	121
Immobilizzazioni in corso e acconti	29	16	(2)		(15)	28	
Altre	50	5	(4)	(12)	1	40	121
	714	126	(7)	(202)		631	1.056

(1) Di cui 5 milioni di euro riferiti al fondo svalutazione.

I costi di ricerca e sviluppo riguardano i costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (43 milioni di euro) e i costi per il progetto EST - Eni Slurry Technology (33 milioni di euro), interamente ammortizzati nell'esercizio.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di 38 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno del software tecnico-scientifico e amministrativo, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffinaria e diritti di utilizzazione di software per la gestione clienti gas.

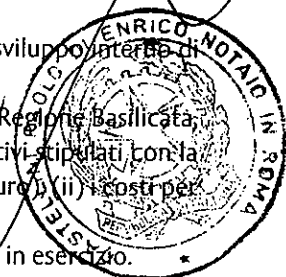
Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di 79 milioni di euro riguardano essenzialmente le concessioni di sfruttamento minerario dei campi di Bonaccia (36 milioni di euro), Caldarosa (26 milioni di euro), nonché di Anemone e Azalea (7 milioni di euro). L'ammortamento delle concessioni decorre dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

L'avviamento di 446 milioni di euro riguarda il valore del portafoglio clienti attribuito in sede di allocazione del disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione di Italgas Più (430 milioni di euro) ammortizzato in 20 anni (periodo medio storico di durata dei rapporti con i clienti), nonché le somme corrisposte a titolo di avviamento in occasione dell'acquisto di rami di azienda (ammortizzate, in relazione alla natura, in cinque o dieci anni).

Le immobilizzazioni in corso e acconti di 28 milioni di euro riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo interno di software tecnico-scientifico e amministrativo.

Le altre immobilizzazioni immateriali di 40 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) le somme versate alla Regione Basilicata, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi stipulati con la stessa connessi al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri (21 milioni di euro); (ii) i costi per migliorie su beni di terzi non economicamente separabili (7 milioni di euro).

Le altre variazioni riguardano la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.



70557 - 486

2 Immobilizzazioni materiali

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2004	Investimenti	Decrementi	Ammortamenti e svalutazioni	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2005	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2005 ⁽¹⁾
Terreni e fabbricati	372	1	(16)	(19)	23	361	468
Impianti e macchinario	3.520	232	(248)	(555)	388	3.337	11.950
Attrezzature industriali e commerciali	43			(23)	7	27	157
Altri beni	61	4		(19)	11	57	279
Immobilizzazioni in corso e acconti	924	501	(40)		(424)	961	
	4.920	738	(304)	(616)	5	4.743	12.854

(1) Di cui 226 milioni di euro riferiti al fondo svalutazione. Le svalutazioni operate riflettono il valore recuperabile dell'attività determinato tenendo conto del loro concorso alla futura produzione di risultati economici.

I *terreni e fabbricati* (361 milioni di euro) riguardano terreni (180 milioni di euro), fabbricati industriali e commerciali (171 milioni di euro) e fabbricati civili (10 milioni di euro).

Gli *impianti e macchinario* (3.337 milioni di euro) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi e i costi di perforazione dei pozzi (1.939 milioni di euro), impianti di distribuzione carburanti (672 milioni di euro) e impianti di raffinazione (483 milioni di euro).

Gli *altri beni* (57 milioni di euro) riguardano essenzialmente attrezzature informatiche (34 milioni di euro).

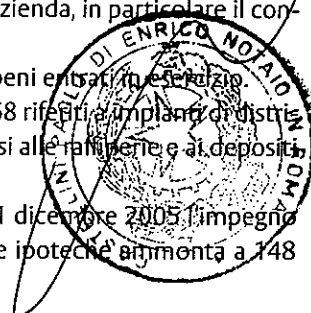
Le *immobilizzazioni in corso e acconti* (961 milioni di euro) riguardano in particolare gli investimenti relativi allo sviluppo della Val d'Agri, le ristrutturazioni e il potenziamento degli impianti della rete commerciale, gli interventi di ampliamento delle strutture di raffinazione, gli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente nonché gli interventi di perforazione e riperforazione su campi esistenti volti al miglioramento della capacità produttiva.

I decrementi di 304 milioni di euro riguardano essenzialmente i conferimenti e le cessioni di rami d'azienda, in particolare il conferimento di asset minerari alla EniMed (275 milioni di euro).

Le altre variazioni riguardano la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie dei beni entrati in esercizio.

Le immobilizzazioni materiali includono beni gratuitamente devolvibili per 76 milioni di euro, di cui 68 riferiti a impianti di distribuzione che insistono su aree autostradali e 8 milioni di euro a terminali marittimi e oleodotti annessi alle raffinerie e ai depositi costieri edificati su terreni demaniali.

Sulle immobilizzazioni sono iscritte ipoteche (114 milioni di euro) a garanzia di mutui concessi; al 31 dicembre 2005 l'impegno effettivo ammonta a 6 milioni di euro. Il valore contabile delle immobilizzazioni su cui sono iscritte ipoteche ammonta a 148 milioni di euro.



Impianti e macchinario

(milioni di euro)	Costo	Ammortamenti	Rettifiche di valore	Valore netto al 31.12.2005
Saldo iniziale	15.699	(11.852)	(327)	3.520
Movimenti dell'esercizio				
Incrementi per:				
- acquisizioni	232			232
- trasferimenti da immobilizzazioni in corso	388			388
Decrementi per:				
- ammortamenti		(549)		(549)
- svalutazioni			(6)	(6)
- conferimenti	(937)	600	107	(230)
- cessioni e radiazioni	(95)	77		(18)
Saldo finale	15.287	(11.724)	(226)	3.337

Rivalutazioni a norma di legge e allocazione del disavanzo di fusione

(milioni di euro)	Legge di rivalutazione		Rivalutazioni volontarie		Disavanzi di fusione	
	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005
Immobilizzazioni materiali						
Terreni e fabbricati:						
- costo	211	202	6	6	14	14
- fondo ammortamento e svalutazione	(94)	(101)	(6)	(6)	(6)	(7)
	117	101			8	7
Impianti e macchinario:						
- costo	2.877	2.722	16	15		
- fondo ammortamento e svalutazione	(2.465)	(2.431)	(16)	(15)		
	412	291				
Attrezzature industriali e commerciali:						
- costo	39	39				
- fondo ammortamento e svalutazione	(15)	(22)				
	24	17				
Altri beni:						
- costo	11	11			10	10
- fondo ammortamento e svalutazione	(11)	(11)			(10)	(10)
Immobilizzazioni immateriali						
Concessioni:						
- costo	17	17				
- fondo ammortamento e svalutazione	(17)	(17)				
Totale:						
- costo	3.155	2.991	22	21	1.509	1.423
- fondo ammortamento e svalutazione	(2.602)	(2.582)	(22)	(21)	(1.366)	(1.299)
	553	409			143	124

70557-488

Le leggi di rivalutazione riguardano:

(milioni di euro)

Leggi	Costo	Fondo ammortamento e svalutazioni	Valore residuo
D.L. 14.02.1948	..	..	..
Legge n. 576/1975	49	(47)	2
Legge n. 72/1983	176	(161)	15
Legge n. 413/1991	88	(65)	23
Legge n. 342/2000	2.678	(2.309)	369
	2.991	(2.582)	409

Le rivalutazioni volontarie sono state effettuate dalla Mach SpA incorporata dall'AgipPetroli SpA nel 1982.
I disavanzi di fusione riguardano le incorporazioni delle seguenti società:

(milioni di euro)

Società	Costo	Fondo ammortamento e svalutazioni	Valore residuo
Agip SpA in Eni SpA	1.293	(1.179)	114
Agip Raffinazione SpA in AgipPetroli SpA	26	(26)	
IP SpA in AgipPetroli SpA	104	(94)	10
	1.423	(1.299)	124

3 Immobilizzazioni finanziarie

Immobilizzazioni finanziarie - partecipazioni

(milioni di euro)

	Valore netto al 31.12.2004	Interventi sul capitale	Acquisizioni	Alienazioni	Rettifiche di valore	Altre variazioni	Valore netto al 31.12.2005
Partecipazioni in:							
- imprese controllate	20.006	896	236	(51)	(228)	(540)	20.319
- imprese collegate	828	2	4	(110)			724
- altre imprese	9			(2)		(1)	6
	20.843	898	240	(163)	(228)	(541)	21.049

Gli interventi sui capitali (898 milioni di euro) riguardano essenzialmente la Syndial SpA (680 milioni di euro) e l'Eni International BV (211 milioni di euro).

Le acquisizioni (240 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) l'acquisto da Italgas SpA del 100% del capitale sociale di Italgas Hellas SpA (198 milioni di euro); (ii) la costituzione della Ieoc SpA (100% Eni) (25 milioni di euro); (iii) l'acquisto dalla Polimeri Europa SpA dello 0,55559% del capitale sociale di EniPower SpA (11 milioni di euro).

Le alienazioni (163 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) la cessione alla Erg SpA della partecipazione posseduta (28% Eni) nella Erg Raffinerie Mediterranee SpA a seguito degli accordi intervenuti sull'esercizio anticipato da parte della stessa dell'opzione di acquisto concessale (100 milioni di euro); (ii) la cessione all'api - anonima petroli italiana SpA del 100% della partecipazione nella Italiana Petroli SpA (51 milioni di euro); (iii) la cessione a Eni Russia BV della partecipazione posseduta (50%) nella Geopromtrans Llc (10 milioni di euro).

L'analisi per società delle rettifiche di valore di 228 milioni di euro è indicata alla nota 19 "Rettifiche di valore di attività finanziarie".

Le altre variazioni (541 milioni di euro) riguardano essenzialmente: (i) la quota di competenza Eni (453 milioni di euro) del dividendo straordinario di Snam Rete Gas SpA imputato a decremento della partecipazione (v. Relazione sulla gestione - Commento ai risultati economico-finanziari - Stato patrimoniale - Partecipazioni, nota 4); (ii) il conferimento della partecipazione nell'Eni Congo Holding BV (87 milioni di euro) (v. nota 18).

Informazioni in ordine alle imprese controllate e collegate partecipate al 31 dicembre 2005, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA", che fa parte integrante della presente nota.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate e collegate con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:



70557 - 490

Partecipazioni possedute al 31.12.2005

(milioni di euro)

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale sociale/ Fondo consortile	Quota % posseduta	Valore di bilancio al 31.12.2005 A	Fondo copertura perdite B	Valore netto al 31.12.2005 C=A-B	Valore al patrimonio netto D	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto E=D-C
Partecipazioni che costituiscono immobilizzazioni in:									
imprese controllate									
Acqua Campania SpA	Napoli	EUR	4.950.000,00	10,20000	1		1	1	
Adriaplin doo ⁽¹⁾	Lubiana	SIT	3.105.000.000,00	51,00000	14		14	10	(4)
Afi Hotels Ltd (in liquidazione)	Londra	EUR	1.032.920,00	100,00000	2		2	2	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	Roma	EUR	4.080.000,00	100,00000	..		..	..	..
AgipFuel SpA	Roma	EUR	3.637.000,00	100,00000	3		3	24	21
AgipRete SpA ⁽¹⁾	Roma	EUR	15.480.000,00	100,00000	15		15	26	11
Consorzio SET Sviluppo Elettrico Trecate									
	S. Martino Trecate	EUR	5.680.950,00	50,00000					
Distribuidora de Gas Cuyana SA ⁽¹⁾	Buenos Aires	ARS	202.351.288,00	6,84000	14		14	13	(1)
Ecofuel SpA	Milano	EUR	52.000.000,00	100,00000	48		48	261	213
Energy Maintenance Services SpA	S. Donato Milanese	EUR	9.020.216,00	49,99999	5		5	10	5
Eni Corporate University SpA	S. Donato Milanese	EUR	3.360.000,00	100,00000	3		3	5	2
Eni Gas & Power Deutschland SpA	S. Donato Milanese	EUR	5.543.728,00	100,00000	6		6	12	6
Eni International Bank Ltd	Nassau	USD	50.000.000,00	99,99800	43		43	54	11
Eni International BV	Amsterdam	EUR	641.683.425,00	100,00000	4.874		4.874	13.231	8.357
Eni International Resources Ltd	Londra	GBP	50.000,00	99,99800	..		..	..	..
Eni Investments Plc	Londra	GBP	2.750.050.000,00	99,99999	3.926		3.926	4.137	211
Eni Medio Oriente SpA	S. Donato Milanese	EUR	824.000,00	100,00000	..		..	..	..
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	Gela	EUR	5.200.000,00	100,00000	116		116	196	80
Eni Petroleum Co Inc	Wilmington	USD	100.000.000,00	100,00000	649		649	990	342
Eni Portugal Investment SpA	Roma	EUR	321.240.000,00	100,00000	716		716	1.058	372
EniPower SpA	S. Donato Milanese	EUR	944.947.849,00	100,00000	955		955	1.200	245
EniTecnologie SpA	S. Donato Milanese	EUR	28.612.000,00	100,00000	31		31	58	27
Fiorentina Gas Clienti SpA	Firenze	EUR	6.000.000,00	100,00000	24		24	58	34
Hotel Assets Ltd	Londra	GBP	44.005.000,00	100,00000	11		11	25	14
Ieoc SpA	S. Donato Milanese	EUR	25.000.000,00	100,00000	25		25	70	45
Immobiliare Est SpA	S. Donato Milanese	EUR	25.820.000,00	100,00000	19		19	70	51
Inversora de Gas Cuyana SA	Buenos Aires	ARS	60.012.000,00	76,00000	75		75	32	(43)
Italgas Hellas SpA	Torino	EUR	149.000.000,00	100,00000	198		198	195	(3)
LNG Shipping SpA	S. Donato Milanese	EUR	240.900.000,00	100,00000	285		285	335	50
Padana Assicurazioni SpA	S. Donato Milanese	EUR	15.600.000,00	26,75000	5		5	67	62
Polimeri Europa SpA	Brindisi	EUR	1.465.000.000,00	100,00000	1.379		1.379	1.510	131
Praoil Oleodotti Italiani SpA	Genova	EUR	74.189.479,00	100,00000	74		74	100	26
Raffineria di Gela SpA	Gela	EUR	92.304.660,00	100,00000	123		123	108	(15)
Saipem SpA ⁽²⁾	S. Donato Milanese	EUR	441.410.900,00	42,91315	430		430	713	283
Servizi Aerei SpA ⁽¹⁾	S. Donato Milanese	EUR	27.917.238,00	100,00000	28		28	30	2
Servizi Fondo Bombole Metano SpA									
	Roma	EUR	2.080.000,00	100,00000	2		2	2	
Sieco SpA	S. Donato Milanese	EUR	13.427.419,08	100,00000	14		14	16	2
Snamprogetti SpA	S. Donato Milanese	EUR	103.200.000,00	100,00000	93		93	232	139
Snam Rete Gas SpA ⁽³⁾	S. Donato Milanese	EUR	1.955.766.700,00	50,04907	1.991		1.991	1.991	
Società Finanziamenti Idrocarburi - Sofid - SpA									
	Roma	EUR	85.537.498,80	99,61198	242		242	398	156
Società Finanziaria Eni SpA - Enifin									
	S. Donato Milanese	EUR	130.000.000,00	100,00000	253		253	403	150

(milioni di euro)

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale sociale/ Fondo consortile	Quota % posseduta	Valore di bilancio al 31.12.2005 A	Fondo copertura perdite B	Valore netto al 31.12.2005 C=A-B	Valore al patrimonio netto D	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto E=D-C
imprese controllate segue									
Società Italiana per il Gas pA - Italgas	Torino	EUR	239.844.822,00	100,00000	2.019		2.019	2.646	627
Società Petrolifera Italiana SpA	S. Donato Milanese	EUR	37.980.800,00	99,96413	36		36	63	27
Stoccaggi Gas Italia SpA ⁽¹⁾	S. Donato Milanese	EUR	152.205.500,00	100,00000	1.136		1.136	1.370	234
Syndial SpA ⁽⁴⁾	S. Donato Milanese	EUR	397.798.804,00	99,99918	123		123	123	
Tecnomare SpA	Venezia	EUR	2.064.000,00	50,00000	7		7	21	14
Tigaz Rt ⁽¹⁾	Hajdúszoboszló	HUF	17.000.000.000,00	50,00000	224		224	194	(30)
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd	St. Helier	EUR	1.098.000,00	100,00000	51		51	84	33
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	St. Helier	USD	10.310.000,00	50,00000	31		31	63	32
Totale imprese controllate					20.319		20.319	31.822	11.503
Imprese collegate									
Acam Clienti SpA	La Spezia	EUR	7.106.500,00	48,99993	6		6	6	
Distribuidora de Gas del Centro SA	Buenos Aires	ARS	160.457.190,00	31,35000	60		60	41	(19)
Inversora de Gas del Centro SA	Buenos Aires	ARS	68.012.000,00	25,00000	18		18	16	(2)
Mariconsult SpA	Milano	EUR	103.300,00	50,00000	..		..	..	..
Promgas SpA	Milano	EUR	516.500,00	50,00000	..		..	..	..
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo	EUR	171.143.000,00	50,00000	170		170	172	2
Seram SpA	Fiumicino	EUR	312.000,00	25,00000	..		..	..	..
Setgas SA	Setubal	EUR	9.000.000,00	21,87083	2		2	4	2
Siciliana Gas SpA	Palermo	EUR	34.927.589,40	50,00000	25		25	60	35
Siciliana Gas Vendite SpA	Palermo	EUR	5.100.000,00	0,00020	..		..	..	..
Transmed SpA	Milano	EUR	120.000,00	50,00000	..		..	..	..
Unión Fenosa Gas SA	Madrid	EUR	32.772.000,00	50,00000	442		442	459	17
Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl	Venezia	EUR	12.411.876,00	2,81537	1		1	759	758
Totale imprese collegate					724		724	759	35
Totale imprese controllate e collegate					21.043		21.043	32.581	11.538

- (1) Il valore del patrimonio netto delle società costituite attraverso conferimenti tiene conto dei maggiori valori riconosciuti dalle perizie asseverate dai rispettivi Consigli di Amministrazione.
- (2) La valutazione di borsa al 30 dicembre 2005 (13,793 euro per azione) ammonta a 2.613 milioni di euro.
- (3) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio consolidato della società. La valutazione di borsa al 30 dicembre 2005 (3,47 euro per azione) ammonta a 3.397 milioni di euro.
- (4) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. In considerazione della consistenza patrimoniale e delle prospettive reddituali risultanti dai piani quadriennali, non si è proceduto alla svalutazione di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto, in particolare:

- Adriaplin doo, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 4 milioni di euro;
- Distribuidora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 14 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 1 milione di euro;
- Inversora de Gas Cuyana SA, il cui valore di iscrizione di 75 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 43 milioni di euro;
- Italgas Hellas SpA, il cui valore di iscrizione di 198 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 3 milioni di euro;
- Raffineria di Gela SpA, il cui valore di iscrizione di 123 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 15 milioni di euro;

70557 - 492

- Tigaz Rt, il cui valore di iscrizione di 224 milioni di euro, corrispondente al costo di acquisizione, è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 30 milioni di euro;
- Distribuidora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 60 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 19 milioni di euro;
- Inversora de Gas del Centro SA, il cui valore di iscrizione di 18 milioni di euro è superiore a quello risultante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto di 2 milioni di euro.

Rivalutazioni a norma di legge e allocazioni dei disavanzi di fusione e di scissione

(milioni di euro)	Legge di rivalutazione		Disavanzi di fusione		Disavanzo da scissione		Legge n. 292/1993	
	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005
Transmediterranean Pipeline Co Ltd ⁽¹⁾	6	6						
Italgas SpA ⁽¹⁾	4	4						
Seram SpA ⁽¹⁾	-	-						
Saipem SpA ⁽¹⁾	3	3	245	245				
Eni International BV							487	487
Sofid SpA ⁽²⁾	1	1					141	141
Snamprogetti SpA ⁽¹⁾	2	2					8	8
Fiorentina Gas Clienti SpA					7	7		
Adriaplin Doo					5	5		
Inversora de Gas Cuyana SA					5	5		
Tigaz Rt					82	82		
Distribuidora de Gas del Centro SA					1	1		
Inversora de Gas del Centro SA					6	6		
	16	16	245	245	106	106	636	636

(1) Legge n. 72/1983.

(2) Legge n. 576/1975.

La rivalutazione di cui alla legge n. 292/1993 riguarda la determinazione in via definitiva del patrimonio netto con effetto 1° gennaio 1995, autorizzata dal Ministero del tesoro con decreto n. 729153 del 7 febbraio 1995 e deliberata dall'Assemblea degli azionisti del 12 giugno 1995. I "Disavanzi di fusione" riguardano l'attribuzione di un maggior valore dalla partecipazione nella Saipem effettuata nel 1997 in sede di allocazione del disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione dell'Agip SpA. Il "Disavanzo da scissione" riguarda l'attribuzione di un maggior valore alle partecipazioni indicate in sede di allocazione del disavanzo derivante dalla scissione parziale di Italgas a favore Eni effettuata nel 2004.

Immobilizzazioni finanziarie - crediti

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2004	Concessioni e acquisizioni	Riscossioni e cessioni	Rettifiche di valore	Valore netto al 31.12.2005
Crediti verso imprese controllate	30		(11)		19
Crediti verso imprese collegate	5				5
Crediti verso altri	9				9
	44		(11)		33

I crediti verso imprese controllate (19 milioni di euro) riguardano essenzialmente crediti verso Snam Rete Gas SpA (8 milioni di euro), Sofid SpA (8 milioni di euro) e Stoccaggi Gas Italia SpA (3 milioni di euro).

I *crediti verso altri* (9 milioni di euro) riguardano essenzialmente il deposito presso un istituto bancario (5 milioni di euro) su cui esiste un vincolo quinquennale connesso all'esercizio del diritto di acquisto relativo all'OPA sulle azioni Italgas (*squeeze out*). L'analisi per scadenza dei crediti è la seguente:

	Valore netto al 31.12.2004				Valore netto al 31.12.2005			
	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale	di cui scadenti oltre 5 anni
(milioni di euro)								
Crediti verso imprese controllate	10	20	30		10	9	19	
Crediti verso imprese collegate		5	5	5		5	5	5
Crediti verso altri		9	9	3		9	9	3
	10	34	44	8	10	23	33	8

Immobilizzazioni finanziarie - Altri titoli

Ammontano a 20 milioni di euro e riguardano titoli di Stato relativi al cauzioneamento bombole a norma della legge 539/1985.

Immobilizzazioni finanziarie - Azioni proprie

Le *azioni proprie* di 3.979 milioni di euro hanno carattere di investimento permanente.

Nell'esercizio sono state acquistate n. 47.064.587 azioni del valore nominale di 1 euro, pari all'1,18% del capitale sociale, per il corrispettivo di 1.034 milioni di euro (in media 21,966 euro per azione).

Al 31 dicembre 2005 le azioni proprie in portafoglio immobilizzate sono n. 260.585.675, pari al 6,5% del capitale sociale, per un costo di 3.979 milioni di euro (in media 15,269 euro per azione). La valutazione di borsa al 30 dicembre 2005 (23,460 euro per azione) ammonta a 6.113 milioni di euro.

L'analisi per anno degli acquisti effettuati dall'inizio del programma è indicata al paragrafo "Azioni proprie e di società controllanti" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione.

4 Attivo circolante - rimanenze

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2004	Valore netto al 31.12.2005
Materie prime, sussidiarie e di consumo	358	384
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	33	25
Lavori in corso su ordinazione	11	13
Prodotti finiti e merci	760	769
	1.160	1.191

(*) Nell'esercizio sono state conferite rimanenze del valore complessivo di 12 milioni di euro appartenenti ai rami d'azienda "Attività E&P Sicilia" a EniMed (7 milioni di euro) e "Trasporto estero Germania" a Eni Gas & Power Deutschland SpA (5 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2005 le rimanenze sono costituite principalmente:

- per le *materie prime sussidiarie e di consumo* da greggio (293 milioni di euro);
- per i *prodotti in corso di lavorazione e semilavorati* da nafta in deposito presso le raffinerie (25 milioni di euro);
- per i *prodotti finiti e merci*, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (611 milioni di euro) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (157 milioni di euro).

70557 - 494

Le rimanenze sono indicate al netto del fondo svalutazione di 13 milioni di euro che nell'esercizio ha avuto i seguenti movimenti:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Stanzamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2005
Materie prime, sussidiarie e di consumo	15		(3)	12
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati				
Lavori in corso su ordinazione				
Prodotti finiti e merci	1			1
Totale	16		(3)	13

La differenza tra il valore delle rimanenze sulla base del costo corrente alla chiusura dell'esercizio e il valore iscritto nell'attivo circolante (cosiddetta "Riserva LIFO") ammonta a 1.820 milioni di euro (769 milioni di euro al 31 dicembre 2004) ed è relativa principalmente: (i) ai prodotti petroliferi (1.077 milioni di euro); (ii) ai greggi (479 milioni di euro); (iii) al gas naturale (188 milioni di euro).

Nelle rimanenze sono inclusi 4,8 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.P.R. 31 gennaio 2001, n. 22 iscritte per il valore di 500 milioni di euro. La misura è determinata annualmente dal Ministero delle attività produttive.

5 Attivo circolante - crediti

L'analisi per natura e per scadenza dei crediti è indicata nella tabella seguente:

(milioni di euro)	Valore netto al 31.12.2004			Valore netto al 31.12.2005		
	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo ⁽¹⁾	Totale	Esigibili entro l'esercizio successivo	Esigibili oltre l'esercizio successivo	Totale
Crediti commerciali verso:						
- clienti	4.432	33	4.465	6.463	25	6.488
- imprese controllate	1.785		1.785	1.409		1.409
- imprese collegate	139		139	191		191
- altri	6.356	33	6.389	8.063	25	8.088
Crediti diversi verso:						
- imprese controllate:						
. finanziari	1.000		1.000	1.000		1.000
. altri	127		127	65		65
- imprese collegate:						
. finanziari	22		22			
. altri	15		15	45		45
- crediti tributari	280	788	1.068	249	756	1.005
- crediti per imposte anticipate		657	657		725	725
- altri	207	61	268	199	86	285
	1.651	1.506	3.157	1.558	1.567	3.125

(1) Per i crediti di imposta verso l'Amministrazione finanziaria dello Stato esigibili oltre l'esercizio, si è assunto il rimborso entro il quinto esercizio successivo.

Al 31 dicembre 2004 e 2005 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti (267 milioni di euro) e del fondo svalutazione crediti per interessi di mora (7 milioni di euro) che nell'esercizio hanno avuto i seguenti movimenti:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Riclassifiche (*)	Accantonamenti	Utilizzi	Valore al 31.12.2005
Crediti:					
- verso clienti	157	(1)	32	(17)	171
- verso imprese controllate	5	(5)			
- verso imprese collegate	16	1			17
- tributari	14			(3)	11
- verso altri (*)	14	61			75
Totale	206	56	32	(20)	274

(*) Riguarda essenzialmente la riclassifica dalla voce "Fondi per rischi e oneri" del fondo costituito nel 2004 a fronte della cessione a British Telecom Plc del credito vantato verso Albacom SpA (62 milioni di euro).

I *crediti commerciali verso clienti* di 6.488 milioni di euro riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla vendita di prodotti petroliferi (2.679 milioni di euro) e di gas naturale (3.745 milioni di euro).

I *crediti commerciali verso imprese controllate* di 1.409 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti derivanti dalla vendita di prodotti petroliferi (757 milioni di euro), riferiti in particolare all'AgipFuel SpA (476 milioni di euro), all'Agip España SA (66 milioni di euro) e alla Polimeri Europa SpA (53 milioni di euro), nonché i crediti derivanti dalla vendita di gas naturale (416 milioni di euro), riferiti essenzialmente all'EniPower SpA (183 milioni di euro), all'Eni Gas Trading Europe BV (72 milioni di euro), alla Fiorentina Gas Clienti SpA (50 milioni di euro) e alla Napoletana Gas Clienti SpA (46 milioni di euro).

I *crediti commerciali verso imprese collegate* di 191 milioni di euro riguardano principalmente i crediti per la cessione di gas naturale alla Toscana Gas Clienti SpA (46 milioni di euro), alla Promgas SpA (44 milioni di euro), alla Trans Austria Gasleitung GmbH (43 milioni di euro) e alla Siciliana Gas Vendite SpA (13 milioni di euro), nonché i crediti verso la Raffineria di Milazzo ScpA (10 milioni di euro).

I *crediti diversi verso imprese controllate* di 1.065 milioni di euro riguardano essenzialmente un credito finanziario verso Enifin SpA (1.000 milioni di euro).

I *crediti diversi verso imprese collegate* di 45 milioni di euro riguardano i crediti verso la Blue Stream Pipeline Ltd per commissioni a fronte delle garanzie rilasciate nell'interesse di quest'ultima.

I *crediti tributari* di 1.005 milioni di euro riguardano essenzialmente i crediti per Iva, per accise, imposte di consumo e altre imposte indirette (149 milioni di euro) e i crediti di imposta per 775 milioni di euro, così costituiti:

(milioni di euro)	
Crediti di imposta chiesti a rimborso	471
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	293
Altri crediti	22
Fondo svalutazione crediti di imposta	(11)
	775



70557-496

La diminuzione dei crediti di imposta rispetto al 31 dicembre 2004 di 31 milioni di euro si analizza come segue:

(milioni di euro)

Crediti al 31 dicembre 2004	806
Interessi su crediti di imposta	14
Rimborsi	(48)
Utilizzo del fondo svalutazione crediti di imposta	3
Crediti al 31 dicembre 2005	775

I crediti per imposte anticipate di 725 milioni di euro riguardano gli effetti fiscali ai fini Ires di seguito analizzati:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005
Imposte anticipate su:		
- fondi rischi e oneri	721	987
- svalutazione partecipazioni a deducibilità differita	401	232
- ammortamenti e svalutazioni non deducibili	101	134
- altre	27	33
	1.250	1.386
Imposte differite su:		
- ammortamenti anticipati e eccedenti	(520)	(627)
- proventi su cessioni di beni a tassazione differita	(27)	(20)
- svalutazione eccedente di crediti	(30)	(28)
- altre	(16)	14
	(593)	(661)
	657	725

L'Ires anticipata e differita è determinata applicando l'aliquota del 33% (stessa aliquota del 2004).

L'aumento del credito per imposte anticipate di 68 milioni euro deriva essenzialmente: (i) dalle imposte differite nette stanziata nell'esercizio sulle differenze temporanee originate dalle rettifiche di valore e dagli accantonamenti effettuati dalla Eni SpA (166 milioni di euro) e dalla Syndial SpA⁴ (100 milioni di euro). Questi aumenti sono stati parzialmente assorbiti dal rigiro di imposte anticipate connesso alla circostanza che per effetto del decreto legge 209/2002, nel 2002 e nel 2003 la deducibilità delle svalutazioni di partecipazioni era differita per quote costanti in cinque esercizi (169 milioni di euro); (ii) dalle imposte differite relative alla deduzione extracontabile di ammortamenti eccedenti la quota economica tecnica (107 milioni di euro). Nella determinazione dei crediti per imposte anticipate non si è tenuto conto della differenza temporanea relativa alle riserve in sospensione d'imposta perché non ne è prevista la distribuzione.

Le imposte imputate a conto economico sono analizzate alla nota n. 21 "Imposte sul reddito dell'esercizio: correnti, differite e anticipate".

I crediti diversi verso altri di 285 milioni di euro riguardano essenzialmente: (i) i crediti verso terzi per anticipi concessi (90 milioni di euro); (ii) i crediti verso terzi per rapporti in *joint venture* (46 milioni di euro); (iii) i crediti per la cessione all'Ente fiera di Milano di un terreno situato a Rho (30 milioni di euro); (iv) i contributi già deliberati dagli enti competenti (15 milioni di euro).

(4) Secondo quanto prevede il Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del Consolidato fiscale nazionale per le società del Gruppo Eni, solo le società prive di prospettive di redditività non hanno diritto alla retrocessione del risparmio di imposta determinato dal proprio reddito imponibile. (v. Criteri di valutazione - Imposte sul reddito).

L'analisi dei crediti per area geografica è la seguente:

(milioni di euro)	Italia	Altri paesi dell'Unione Europea	Resto d'Europa	Americhe	Asia	Africa	Totale
Crediti:							
- verso clienti	4.887	385	683	378	145	10	6.488
- verso imprese controllate	2.109	207	10	29	38	81	2.474
- verso imprese collegate	93	136	7				236
- verso altri	284		1				285
Totale	7.373	728	701	407	183	91	9.483

6 Attivo circolante - attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

Attivo circolante - Azioni proprie

Le *azioni proprie* di 237 milioni di euro riguardano n. 17.428.300 azioni proprie (costo medio 13,61 euro), pari allo 0,44% del capitale sociale, al servizio del piano di *stock option* 2002-2004 e 2005 (14.004.500 azioni) e del piano di *stock grant* 2003-2005 (3.423.800 azioni), come da delibere delle assemblee di Eni, del 30 maggio 2002, del 30 maggio 2003 e del 27 maggio 2005 (v. paragrafo "Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" del capitolo "Altre informazioni" della Relazione sulla gestione):

(numero)	Stock option	Stock grant	Totale
Azioni proprie al servizio dei piani	15.000.000	6.500.000	21.500.000
Riclassifica (Assemblea del 27 maggio 2005)	2.658.400	(2.658.400)	
Diritti esercitati	(3.460.400)	(402.900)	(3.863.300)
Diritti decaduti	(193.500)	(14.900)	(208.400)
	14.004.500	3.423.800	17.428.300

Al 31 dicembre 2005 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 3.127.200 *stock grant* e di n. 13.379.600 *stock option*; relativamente a queste ultime, il prezzo di esercizio è di 15,216 euro per le assegnazioni 2002 (n. 903.100), di 13,743 euro per le assegnazioni 2003 (n. 4.106.500), di 16,576 euro per le assegnazioni 2004 (n. 3.659.000) e di 22,512 euro per le assegnazioni 2005 (n. 4.711.000). La valutazione di borsa al 30 dicembre 2005 (23,460 euro per azione) ammonta a 387 milioni di euro.

Attivo circolante - Altri titoli

Gli *altri titoli* di 230 milioni di euro riguardano essenzialmente Certificati di Credito del Tesoro ottenuti a rimborso di crediti di imposta. Il valore medio di mercato dei Certificati di Credito del Tesoro del mese di dicembre 2005 è di 231 milioni di euro.

7 Disponibilità liquide

Le *disponibilità liquide* (749 milioni di euro) aumentano di 168 milioni di euro e sono depositate principalmente presso Enifin SpA (721 milioni di euro).

70557 - 498

8 Ratei e risconti attivi

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005
Noleggi e locazioni	22	20
Interessi:		
- su finanziamenti a imprese controllate e collegate	6	8
- su titoli di Stato (CCT)	3	4
Disaggio su prestiti	3	2
Costi di emissione dei prestiti obbligazionari e di assunzione finanziamenti	5	4
Altri ratei e risconti attivi	43	51
	82	89

I ratei e risconti attivi a breve termine ammontano a 74 milioni di euro (82 milioni di euro al 31 dicembre 2004). I ratei e risconti attivi aventi durata superiore a 5 anni ammontano a 6 milioni di euro.

9 Patrimonio netto

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2004	Valore al 31.12.2005
Capitale sociale	4.004	4.005
Riserve di rivalutazione:	9.926	9.926
- legge n. 576/1975	-	-
- legge n. 72/1983	3	3
- legge n. 408/1990	2	2
- legge n. 413/1991	-	39
- legge n. 342/2000	959	9.839
- legge n. 448/2001	43	43
Riserva legale	959	959
Riserva per azioni proprie in portafoglio	3.229	4.216
Altre riserve:	6.631	6.948
- riserva disponibile	8.896	5.219
- riserva per acquisto azioni proprie	2.163	1.129
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	410	410
- riserva art. 14 legge n. 342/2000	74	74
- riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986	62	62
- riserva adeguamento patrimonio netto legge 292/1993	-	30
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983	19	19
- riserva da avanzo di fusione	4	4
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
- riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile	2	-
Utile dell'esercizio	4.684	5.288
Acconto sul dividendo	-	(1.686)
	29.433	29.656

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2005, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 4.005.358.876 azioni del valore nominale di 1 euro, di cui: (i) n. 813.443.277, pari al 20,31%, di proprietà del Ministero dell'economia e delle finanze; (ii) n. 400.288.338 azioni, pari al 9,99%, di proprietà della Cassa depositi e prestiti SpA; (iii) n. 278.013.975 azioni, pari al 6,94%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.513.613.286 azioni, pari al 62,76%, di proprietà di altri azionisti⁵.

Nel corso del 2005 sono state emesse n. 934.400 azioni sottoscritte dai dirigenti assegnatari del piano di *stock grant* 2002, di cui n. 883.300 azioni, alla scadenza del piano e n. 51.100 azioni, a seguito di risoluzioni consensuali del rapporto di lavoro verificatesi prima della scadenza (v. punto "Altre informazioni - Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni" della Relazione sulla gestione).

Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte dalle incorporate Snam SpA e Somicem SpA di complessivi 473 milioni di euro e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini Ires in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di 473 milioni di euro concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per la Snam, le riserve di rivalutazione: a) legge n. 576/1975 di 258 milioni di euro, b) legge n. 72/1983 di 70 milioni di euro, c) legge n. 413/1991 di 137 milioni di euro, d) legge n. 342/2000 di 8 milioni di euro; (ii) per la Somicem, la riserva di rivalutazione legge n. 576/1975 di 0,05 milioni di euro.

Riserve di rivalutazione

Le riserve di rivalutazione derivano dall'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (8.000 milioni di euro) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini Ires.

Riserva legale

La riserva legale di 959 milioni di euro aumenta di 0,3 milioni di euro a seguito della delibera dell'Assemblea del 27 maggio 2005 di imputare alla riserva l'importo necessario affinché essa ammonti a un quinto del capitale sottoscritto alla data dell'Assemblea. La riserva legale include la differenza di conversione (132 milioni di euro) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del codice civile ("il quinto del capitale sociale").

Riserva per azioni proprie in portafoglio

La riserva per azioni proprie in portafoglio di 4.216 milioni di euro è a fronte del valore di iscrizione di n. 278.013.975 azioni proprie acquistate fino al 31 dicembre 2005 rilevato quanto a 260.585.675 (3.979 milioni di euro) nelle immobilizzazioni finanziarie e quanto a 17.428.300 (237 milioni di euro) nell'attivo circolante. L'incremento di 987 milioni di euro è dovuto alla riclassifica dalla riserva per acquisto azioni proprie di 1.034 milioni di euro connessa agli acquisti di n. 47.064.587 azioni effettuati nell'anno, parzialmente assorbito dalle riclassifiche alla "Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993" (30 milioni di euro), alla "Riserva disponibile" (17 milioni di euro) e alla "Riserva conferimenti legge n. 41/1986" (0,1 milioni di euro) a seguito della vendita/assegnazione di azioni proprie al servizio di piani di *stock option* e di *stock grant* avvenuta nel 2005 a favore di dirigenti del Gruppo. La riclassifica è stata effettuata in misura proporzionale alle riserve utilizzate per la costituzione della Riserva per acquisto azioni proprie di originari 5.400 milioni di euro: "Riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993" (3.389 milioni di euro), "Riserva disponibile" (2.000 milioni di euro) e "Riserva conferimenti legge n. 41/1986" (11 milioni di euro).

Altre riserve

Le altre riserve riguardano:

- *riserva disponibile*: 5.219 milioni di euro con un incremento di 1.323 milioni di euro dovuto: (i) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2004 di 1.300 milioni di euro (come da delibera del 27 maggio 2005 dell'Assemblea); (ii) alla riclassifica dalla riserva per azioni proprie in portafoglio di 17 milioni di euro a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2005 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni; (iii) all'imputazione a conto economico del costo di competenza di esercizio delle *stock option* assegnate nel 2003, nel 2004 e nel 2005 di 5 milioni di euro; (iv) alla riclassifica dalla riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile di 1 milione di euro.

(5) Al 31 dicembre 2005 sulla base delle risultanze del libro soci e delle informazioni a disposizione, non risultano iscritti altri azionisti che posseggano una partecipazione superiore al 2% del capitale.

7 0 5 5 7 - 500

La riserva è vincolata per 85 milioni di euro al fine di ottenere le agevolazioni finanziarie previste dalla legge n. 488/1992 relativi ai seguenti progetti di investimento: (i) ammodernamento raffineria di Taranto per 50 milioni di euro, (ii) ammodernamento raffineria di Gela per 21 milioni di euro, (iii) ammodernamento raffineria di Priolo per 11 milioni di euro, (iv) ammodernamento deposito di Palermo per 2 milioni di euro, (v) ammodernamento deposito di Vibo Valentia per 1 milione di euro;

- *riserva per acquisto azioni proprie*: 1.129 milioni di euro, con una diminuzione di 1.034 milioni di euro connessa alla riclassifica alla "Riserva per azioni proprie in portafoglio" del costo di n. 47.064.587 azioni proprie acquistate nell'esercizio;
- *riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986*: 410 milioni di euro. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (43 milioni di euro); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini Ires in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/1986 che si sono succedute nel tempo. La riserva è disponibile per 403 milioni di euro a seguito dell'ammortamento dei beni cui i contributi si riferiscono;
- *riserva art. 14 legge n. 342/2000*: 74 milioni di euro. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini Ires;
- *riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986*: 62 milioni di euro. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'economia e delle finanze sulla base delle leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato. La riserva conferimenti legge n. 41/1986 si è incrementata di 0,1 milioni di euro a seguito della riclassifica dalla "Riserva per azioni proprie in portafoglio" conseguente alle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2005 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni;
- *riserva adeguamento patrimonio netto legge n. 292/1993*: 30 milioni di euro. Accoglie la riclassifica dalla "Riserva per azioni proprie in portafoglio" a seguito delle vendite/assegnazioni avvenute nel corso del 2005 di azioni proprie al servizio dei piani di *stock option* e *stock grant* a dirigenti del Gruppo Eni. La riserva ricostituita trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2000 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola parte a "Riserva per acquisto azioni proprie" (3.389 milioni di euro) e parte a "Riserva legale" (437 milioni di euro);
- *riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983*: 19 milioni di euro. Accoglie la ricostituzione ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini Ires realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- *riserva da avanzo di fusione*: 4 milioni di euro. Accoglie l'avanzo di fusione che residua dopo la ricostituzione delle riserve in sospensione d'imposta risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2003 della incorporata EniData effettuata in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986 e in applicazione dei criteri previsti dal comma 6 dello stesso articolo, alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;
- *riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993*: 1 milione di euro. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a 0,5 e 0,2 milioni di euro la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve risultanti dal bilancio al 31 dicembre 2001, dopo l'attribuzione dell'utile dell'esercizio 2001, rispettivamente delle incorporate AgipPetroli e Snam; quanto a 0,06 milioni di euro la riserva rappresenta la ricostituzione della corrispondente riserva risultante dal bilancio al 31 dicembre 2003, dopo l'attribuzione dell'utile dell'esercizio 2003, della incorporata EniData. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini Ires;
- *riserva emissione azioni art. 2349 del codice civile*: si riduce integralmente a fronte dell'emissione di n. 934.400 azioni del valore nominale di 1 euro sottoscritte dai dirigenti assegnatari dei piani di *stock grant* e a seguito della riclassifica a riserva disponibile di 1 milione di euro.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di 1.686 milioni di euro riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro per azione deliberato il 21 settembre 2005 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile e messo in pagamento a partire dal 27 ottobre 2005.