

PIANI 2002-2004 E 2005

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 (*vesting period*) e per un periodo massimo di cinque anni, 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").

PIANO 2006-2008

Il Piano di stock option 2006-2008 ha introdotto una condizione di *performance* ai fini dell'esercizio delle opzioni. Al termine di ciascun triennio di *vesting* dall'assegnazione, il Consiglio di Amministrazione determinerà il numero di opzioni esercitabili, in percentuale compresa tra zero e 100, in funzione del posizionamento del *Total Shareholders' Return* (TSR) del titolo Eni rispetto a quello delle altre sei maggiori compagnie petrolifere internazionali per capitalizzazione. Le opzioni potranno essere esercitate dopo tre anni dall'assegnazione (*vesting period*) e per un periodo massimo di tre anni a un prezzo corrispondente alla media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario gestito dalla Borsa Italiana SpA nel mese precedente l'assegnazione ("strike price").

La media di tali prezzi, ponderata per le quantità assegnate, corrisponde a 23,119 euro per azione.

Al 31 dicembre 2006 sono state assegnate n. 15.290.400 opzioni per l'acquisto di n. 15.290.400 azioni ordinarie di Eni SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono all'assegnazione 2002 per n. 238.000 azioni con un prezzo di esercizio di 15,216 euro per azione, all'assegnazione 2003 per n. 779.900 azioni con un prezzo di esercizio di 13,743 euro per azione, all'assegnazione 2004 per n. 3.108.500 azioni con un prezzo di esercizio di 16,576 euro per azione, all'assegnazione 2005 per n. 4.184.000 azioni con un prezzo di esercizio di 22,512 euro per azione e all'assegnazione 2006 per n. 6.980.000 azioni con un prezzo di esercizio medio ponderato per le quantità assegnate di 23,119 euro per azione.

Al 31 Dicembre 2006 la vita utile media residua delle opzioni è di 3 anni e 7 mesi per il piano 2002, di 4 anni e 7 mesi per il piano 2003, di 5 anni e 7 mesi per il piano 2004, di 6 anni e 7 mesi per il piano 2005 e di 5 anni e 7 mesi per il piano 2006.

L'evoluzione dei piani di stock option in essere nel 2005 e nel 2006 è la seguente:

| | 2005 | | | 2006 | | |
|--|-------------------|----------------------------------|---|-------------------|----------------------------------|---|
| | Numero di azioni | Prezzo medio di esercizio (euro) | Prezzo di mercato ^(a) (euro) | Numero di azioni | Prezzo medio di esercizio (euro) | Prezzo di mercato ^(a) (euro) |
| Diritti esistenti al 1° gennaio | 11.789.000 | 15,111 | 18,461 | 13.379.600 | 17,705 | 23,460 |
| Nuovi diritti assegnati | 4.818.500 | 22,512 | 22,512 | 7.050.000 | 23,119 | 23,119 |
| Diritti esercitati nel periodo | (3.106.400) | 15,364 | 22,485 | (4.943.200) | 15,111 | 23,511 |
| Diritti decaduti nel periodo | (121.500) | 16,530 | 23,100 | (196.000) | 19,119 | 23,797 |
| Diritti esistenti al 31 dicembre | 13.379.600 | 17,705 | 23,460 | 15.290.400 | 21,022 | 25,520 |
| di cui: esercitabili al 31 dicembre | 1.540.600 | 16,104 | 23,460 | 1.622.900 | 16,190 | 25,520 |

(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 di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti all'inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Il valore di mercato unitario delle opzioni assegnate nel 2002, nel 2003, nel 2004, nel 2005 e nel 2006 era rispettivamente di 5,39, 1,50, 2,01, 3,33 e la media ponderata per il numero di azioni di 2,89 euro per azione ed è stato determinato utilizzando le seguenti assunzioni:

| | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 |
|--|------|------|------|------|------|
| Tasso d'interesse privo di rischio (%) | 3,5 | 3,2 | 3,2 | 2,5 | 4,0 |
| Durata (anni) | 8 | 8 | 8 | 8 | 6 |
| Volatilità implicita (%) | 43 | 22 | 19 | 21 | 16,8 |
| Dividendi attesi (%) | 4,5 | 5,4 | 4,5 | 4,0 | 5,3 |

Compensi spettanti ai *key management personnel*

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategica (cd. *key management personnel*) ammontano a 15 e 23 milioni di euro rispettivamente per il 2005 e il 2006 e si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 2005 | 2006 |
|---|------|------|
| Salari e stipendi | 11 | 16 |
| Benefici successivi al rapporto di lavoro | 1 | 1 |
| Altri benefici a lungo termine | | 3 |
| Indennità per cessazione del rapporto di lavoro | 1 | |
| Stock grant/option | 2 | 3 |
| | 15 | 23 |

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a 19,2 milioni di euro e 8,7 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2005 e 2006. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a 0,785 e 0,686 milioni di euro, rispettivamente per gli esercizi 2005 e 2006. I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco nell'Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per l'Eni.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 2005 | 2006 |
|--|-------|-------|
| Ammortamenti: | | |
| - attività materiali | 4.576 | 4.821 |
| - attività immateriali | 936 | 1.335 |
| | 5.512 | 6.156 |
| Svalutazioni: | | |
| - attività materiali | 264 | 231 |
| - attività immateriali | 8 | 54 |
| | 272 | 285 |
| a dedurre: | | |
| - rivalutazioni di attività materiali | | (17) |
| - incrementi per lavori interni - attività materiali | (2) | (2) |
| - incrementi per lavori interni - attività immateriali | (1) | (1) |
| | 5.781 | 6.421 |

㉙ Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 2005 | 2006 |
|---|-------|-------|
| Proventi (oneri) netti su contratti derivati | (386) | 383 |
| Proventi netti da crediti finanziari | 95 | 130 |
| Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale | 159 | 116 |
| Interessi netti verso banche | (38) | 79 |
| Proventi netti su titoli | 36 | 51 |
| Interessi su crediti di imposta | 17 | 17 |
| Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ⁽⁹⁾ | (109) | (116) |
| Differenze attive nette di cambio | 169 | (152) |
| Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari | (265) | (247) |
| Altri proventi (oneri) netti | (44) | (100) |
| | (366) | 161 |

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

I proventi (oneri) su contratti derivati si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 2005 | 2006 |
|--------------------------------|-------|------|
| Contratti su valute | (85) | 313 |
| Contratti su tassi d'interesse | (138) | 61 |
| Contratti su merci | (163) | 9 |
| | (386) | 383 |

L'incremento dei proventi (oneri) netti su contratti derivati di 769 milioni di euro deriva principalmente dall'applicazione dello IAS 39 che comporta per Eni la valutazione al *fair value* dei contratti derivati con iscrizione degli effetti a conto economico anziché correlarli alle attività, passività e impegni perché questi contratti non soddisfano le condizioni formali per essere qualificati come di copertura ai fini IFRS. Anche il decremento delle differenze attive (passive) nette di cambio di 321 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 funzionale non vengono compensati dall'adeguamento al cambio di fine periodo degli impegni per contratti derivati.

29 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) | 2005 | 2006 |
|--|------|------|
| Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto | 770 | 887 |
| Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto | (33) | (36) |
| Accantonamento al fondo copertura perdite | | (56) |
| | 737 | 795 |

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 11 - Partecipazioni.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 2005 | 2006 |
|--------------------------|------|------|
| Dividendi | 33 | 98 |
| Plusvalenze da cessioni | 179 | 25 |
| Minusvalenze da cessioni | (8) | (7) |
| Altri oneri netti | (27) | (8) |
| | 177 | 108 |

I dividendi di 98 milioni di euro si riferiscono principalmente alla Nigeria LNG Ltd (56 milioni di euro).

Le plusvalenze da cessioni di 25 milioni di euro riguardano principalmente la vendita della Fiorentina Gas SpA e della Toscana Gas SpA (16 milioni di euro). Le plusvalenze relative all'esercizio 2005 di 179 milioni di euro comprendono la plusvalenza sulla cessione del 100% della Italiana Petroli SpA (132 milioni di euro).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 2005 | 2006 |
|---|--------------|---------------|
| Imposte correnti: | | |
| - imprese italiane | 1.872 | 2.007 |
| - imprese estere operanti nel settore Exploration & Production | 5.116 | 6.740 |
| - imprese estere | 373 | 529 |
| | 7.361 | 9.276 |
| a dedurre: | | |
| - crediti di imposta su dividendi non utilizzati per il pagamento delle imposte | (34) | |
| | 7.327 | 9.276 |
| Imposte differite e anticipate nette: | | |
| - imprese italiane | 334 | 230 |
| - imprese estere operanti nel settore Exploration & Production | 464 | 1.095 |
| - imprese estere | 3 | (33) |
| | 801 | 1.292 |
| | 8.128 | 10.568 |

Le imposte correnti dell'esercizio relative alle imprese italiane di 2.007 milioni di euro riguardano l'Ires per 1.570 milioni di euro, l'Irap per 374 milioni di euro e imposte estere per 63 milioni di euro.

L'incidenza delle imposte sull'utile del periodo prima delle imposte è del 51,8% (46,8% nel 2005) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 37,9% che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 33% (Ires) 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:

| (%) | 2005 | 2006 |
|---|-------------|-------------|
| Aliquota teorica | 38,1 | 37,9 |
| Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica: | | |
| - maggiore incidenza fiscale delle imprese estere | 8,8 | 13,6 |
| - differenze permanenti | 0,8 | 0,2 |
| - altre motivazioni | (0,9) | 0,1 |
| | 8,7 | 13,9 |
| | 46,8 | 51,8 |

L'incremento della maggiore incidenza fiscale delle imprese estere del 4,8% è riferito essenzialmente al settore Exploration & Production (4,5%) e comprende gli effetti derivanti dall'applicazione della *windfall tax* introdotta dal Governo dell'Algeria con efficacia 1° agosto 2006 (1,6%) di un *supplemental tax rate* introdotto da parte del Governo del Regno Unito sulle produzioni del Mare del Nord con efficacia 1° gennaio 2006 (1,0%) nonché, l'aumento e la diversa composizione per Paese dell'utile prima delle imposte (1,9%).

Le differenze permanenti relative all'esercizio 2006 riguardano essenzialmente l'indeducibilità dal reddito imponibile dello stanziamento di oneri a fronte di provvedimenti delle autorità *antitrust* e di regolamentazione (0,4%).

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%).

Utile per azione

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

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.758.519.603 e 3.698.201.896 rispettivamente negli esercizi 2005 e 2006.

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

Al 31 dicembre 2005 e 2006 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano 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 3.763.375.140 e 3.701.262.557 rispettivamente negli esercizi 2005 e 2006.

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:

| | 2005 | 2006 |
|--|--------------------------------|----------------------|
| Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice | 3.758.519.603 | 3.698.201.896 |
| Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock grant | 2.268.265 | 1.070.676 |
| Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option | 2.587.272 | 1.989.985 |
| Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito | 3.763.375.140 | 3.701.262.557 |
| Utile netto di competenza Eni | (milioni di euro) | 8.788 |
| Utile per azione semplice | (ammontari in euro per azione) | 2,34 |
| Utile per azione diluito | (ammontari in euro per azione) | 2,34 |
| | | 2,49 |

22 Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività¹⁰

| (milioni di euro) | Exploration & Production | Gas & Power | Refining & Marketing | Petrochimica | Ingegneria e Costruzioni | Altre attività | Corporate e società finanziarie | Ellisoni | Totale |
|--|--------------------------|-------------|----------------------|--------------|--------------------------|----------------|---------------------------------|----------|--------|
| 2005 | | | | | | | | | |
| Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a) | 22.531 | 22.969 | 33.732 | 6.255 | 5.733 | 863 | 1.239 | | |
| a dedurre: ricavi infrasettori | (14.761) | (572) | (1.092) | (683) | (925) | (546) | (1.015) | | |
| Ricavi da terzi | 7.770 | 22.397 | 32.640 | 5.572 | 4.808 | 317 | 224 | | 73.728 |
| Risultato operativo | 12.592 | 3.321 | 1.857 | 202 | 307 | (934) | (377) | (141) | 16.827 |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | 50 | 703 | 420 | 47 | 32 | 284 | 107 | | 1.643 |
| Ammortamenti e svalutazioni | 4.101 | 685 | 467 | 147 | 180 | 91 | 114 | (4) | 5.781 |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 14 | 359 | 221 | 3 | 140 | | | | 737 |
| Attività direttamente attribuibili ^(b) | 29.010 | 21.928 | 11.787 | 2.905 | 5.248 | 438 | 1.523 | (534) | 72.305 |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | 292 | 2.155 | 936 | 19 | 457 | 31 | | | 3.890 |
| Passività direttamente attribuibili ^(c) | 6.785 | 5.097 | 4.542 | 702 | 3.204 | 2.070 | 2.131 | | 24.531 |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | 4.965 | 1.152 | 656 | 112 | 349 | 48 | 132 | | 7.414 |
| 2006 | | | | | | | | | |
| Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a) | 27.173 | 28.368 | 38.210 | 6.823 | 6.979 | 823 | 1.174 | | |
| a dedurre: ricavi infrasettori | (18.445) | (751) | (1.300) | (667) | (771) | (520) | (991) | | |
| Ricavi da terzi | 8.728 | 27.617 | 36.910 | 6.156 | 6.208 | 303 | 183 | | 86.105 |
| Risultato operativo | 15.580 | 3.802 | 319 | 172 | 505 | (622) | (296) | (133) | 19.327 |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | 153 | 197 | 264 | 30 | (13) | 236 | (100) | | 767 |
| Ammortamenti e svalutazioni | 4.776 | 738 | 447 | 174 | 196 | 28 | 71 | (9) | 6.421 |
| Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto | 28 | 509 | 194 | 2 | 66 | (4) | | | 795 |
| Attività direttamente attribuibili ^(b) | 29.720 | 23.500 | 11.359 | 2.984 | 6.362 | 344 | 1.023 | (666) | 74.626 |
| Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto | 258 | 2.214 | 874 | 11 | 483 | 46 | | | 3.886 |
| Passività direttamente attribuibili ^(c) | 9.119 | 5.284 | 4.712 | 806 | 3.869 | 1.940 | 1.619 | | 27.349 |
| Investimenti in attività materiali e immateriali | 5.203 | 1.174 | 645 | 99 | 591 | 72 | 88 | (39) | 7.833 |

(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.

(10) Le informazioni per settore di attività relative all'esercizio 2005 sono state riclassificate sulla base dei nuovi raggruppamenti dei settori. Le riclassifiche hanno riguardato i settori Exploration & Production, Altre attività e Corporate e società finanziarie.

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 |
|--|--------|---------------------------|-------------------|----------|-------|--------|------------|--------|
| 2005 | | | | | | | | |
| Attività direttamente attribuibili (*) | 38.229 | 8.768 | 3.085 | 2.670 | 5.864 | 13.445 | 244 | 72.305 |
| Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali | 2.442 | 545 | 415 | 507 | 1.181 | 2.233 | 91 | 7.414 |
| 2006 | | | | | | | | |
| Attività direttamente attribuibili (*) | 37.339 | 10.037 | 3.200 | 2.987 | 6.341 | 14.190 | 532 | 74.626 |
| Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali | 2.529 | 713 | 436 | 572 | 1.032 | 2.419 | 132 | 7.833 |

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

RICAVI NETTI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA PER AREA GEOGRAFICA DI DESTINAZIONE

| (milioni di euro) | 2005 | 2006 |
|---------------------------|---------------|---------------|
| Italia | 32.846 | 36.343 |
| Resto dell'Unione Europea | 19.601 | 23.949 |
| Resto dell'Europa | 5.123 | 6.975 |
| Americhe | 6.103 | 6.250 |
| Asia | 4.399 | 5.595 |
| Africa | 5.259 | 5.949 |
| Altre aree | 397 | 1.044 |
| | 73.728 | 86.105 |

33 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 a controllo congiunto, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento nonché con altre imprese possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte della 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 a controllo congiunto, 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 2006" che si considera parte integrante delle presenti note.

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.

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2005 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

| Denominazione | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Garanzie | Costi | | Ricavi | |
|--|-----------------------------|-----------------------------|----------|-------|---------|--------|-------------|
| | | | | Beni | Servizi | Beni | Servizi |
| 31.12.2005 | | | | | | | |
| Imprese a controllo congiunto e collegate | | | | | | | 2005 |
| 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 Plöchinger 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 SpA | 22 | | | 4 | | 240 | |
| Gruppo Distribuzione Petrolì Srl | 22 | | | | | 89 | |
| Karachaganak Petroleum Operating BV | 13 | 46 | | 6 | 99 | | 4 |
| Mangrove Gas Netherlands BV | | | 55 | | | | |
| Modena Scarl | 2 | 12 | 61 | | | 56 | 1 |
| Petrobel Belayim Petroleum Co | | 138 | | | | 248 | |
| Promgas SpA | 44 | 45 | | 307 | | 355 | |
| Raffineria di Milazzo ScpA | 10 | 10 | | | | 204 | 94 |
| Rodano Consorziale Scarl | 2 | 20 | | | | 80 | 2 |
| RPCO Enterprises Ltd | | | 55 | | | | |
| Supermetanol CA | | 8 | | 65 | | | |
| Super Octanos CA | 1 | 14 | | 265 | | | |
| Toscana Energia Clienti SpA | 46 | | | | | 118 | |
| Trans Austria Gasleitung GmbH | 43 | 55 | | 43 | 143 | | 47 |
| Transitgas AG | | 7 | | | | 64 | |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd | | 4 | | | | 88 | 1 |
| Unión Fenosa Gas SA | 4 | 4 | 62 | 79 | | 16 | 2 |
| Altre (*) | 101 | 86 | 112 | 69 | 157 | 147 | 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 Alitalia | 20 | | | | | 276 | |
| Gruppo Enel | 187 | 5 | | 12 | 10 | 1.180 | 333 |
| Altre (*) | 20 | 19 | | | | 57 | 103 |
| | 227 | 24 | | 12 | 67 | 1.559 | 345 |
| | 873 | 1.164 | 5.485 | 856 | 2.573 | 3.606 | 929 |

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

I rapporti commerciali e diversi nell'esercizio 2006 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

| Denominazione | 31.12.2006 | | | 2006 | | | |
|--|-----------------------------|-----------------------------|----------|-------|--------|-------|---------|
| | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Garanzie | Costi | Ricavi | Beni | Servizi |
| Imprese a controllo congiunto e collegate | | | | | | | |
| ASG Scarl | 7 | 40 | 80 | | 88 | 1 | 1 |
| Azienda Energia e Servizi Torino SpA | 1 | 22 | | | 64 | 1 | 1 |
| Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöchinger GmbH | 10 | | | | 96 | | |
| Blue Stream Pipeline Co BV | 34 | 19 | | | 193 | | 1 |
| Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH | 11 | | | | 113 | | |
| Cam Petroli Srl | 103 | | | | 310 | | |
| CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno | 87 | 87 | 5.654 | 16 | 2 | 304 | |
| Charville - Consultores e Serviços Lda | 7 | | 85 | | 4 | 11 | |
| Eni Gas BV | 28 | 90 | | 7 | 72 | 8 | 2 |
| Eni Oil Co Ltd | 5 | 96 | | | 59 | | |
| Fox Energy SpA | 35 | | | | 125 | | |
| Gasversorgung Süddeutschland GmbH | 14 | | | | 1 | 123 | 19 |
| Gruppo Distribuzione Petroli Srl | 19 | | | | 54 | | |
| Karachaganak Petroleum Operating BV | 23 | 70 | | 29 | 129 | | 7 |
| Mangrove Gas Netherlands BV | | 1 | 52 | | | | |
| Petrobel Belayim Petroleum Co | | 3 | | | 181 | | |
| Promgas SpA | 44 | 39 | | 375 | | 419 | |
| Raffineria di Milazzo ScpA | 9 | 12 | | | 237 | 109 | |
| Rodano Consortile Scarl | 3 | 14 | | | 54 | | 1 |
| RPCO Enterprises Ltd | 13 | | 104 | | | 12 | |
| Supermetanol CA | | 13 | | | 91 | | |
| Super Octanos CA | | 13 | | | 257 | | |
| Trans Austria Gasleitung GmbH | 7 | 78 | | 53 | 138 | | 56 |
| Transitgas AG | | 8 | | | 64 | | |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd | | 7 | | | 80 | | |
| Unión Fenosa Gas SA | 1 | 7 | 61 | 93 | 7 | | |
| Altre (*) | 72 | 169 | 168 | 75 | 188 | 119 | 66 |
| | 533 | 788 | 6.204 | 996 | 1.557 | 1.482 | 481 |
| Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento | | | | | | | |
| Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV | 27 | 132 | | 18 | 16 | | 57 |
| Eni BTC Ltd | | 185 | | | | | |
| Eni Timor Leste SpA | | 102 | | | | | |
| Altre (*) | 20 | 30 | 8 | 1 | 4 | 8 | 4 |
| | 47 | 162 | 295 | 19 | 20 | 8 | 61 |
| | 580 | 950 | 6.499 | 1.015 | 1.577 | 1.490 | 542 |
| Imprese possedute o controllate dallo Stato | | | | | | | |
| Gruppo Alitalia | 12 | | | | 354 | | |
| Gruppo Enel | 162 | 42 | | 47 | 33 | 1.068 | 383 |
| Altre (*) | 42 | 29 | | 4 | 44 | 136 | 1 |
| | 216 | 71 | | 51 | 77 | 1.558 | 384 |
| | 796 | 1.021 | 6.499 | 1.066 | 1.654 | 3.048 | 926 |

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

Si segnala inoltre l'acquisizione di servizi di ingegneria, di costruzione e di manutenzione da società del gruppo Cosmi Holding correlato ad Eni per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione. I rapporti commerciali, regolati alle condizioni di mercato, sono ammontati a circa 18 e 13 milioni di euro rispettivamente nel 2005 e nel 2006.

I rapporti più significativi riguardano:

- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero e debiti per attività d'investimento dalle società Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Eni Gas BV, Eni Oil Co Ltd, Karachaganak Petroleum Operating BV e Petrobel Belayim Petroleum Co; i servizi sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte dei consorzi ASG Scarl, CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, Modena Scarl e Rodano Consortile Scarl, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- il vettoriamento dalla Società Azienda Energia e Servizi Torino SpA;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bernhard Rosa Inh. Ingeborg Plöechingen GmbH, Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH, Cam Petroli Srl, Fox Energy SpA, Gruppo Distribuzione Petroli Srl e Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento, analogamente alla prassi seguita nei rapporti con i terzi;
- l'acquisto di prodotti petrochimici dalle società Supermetanol CA e Super Octanos CA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV, dalla Trans Austria Gasleitung GmbH e dalla Transitgas AG;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la vendita di gas naturale alla Gasversorgung Süddeutschland GmbH;
- le garanzie rilasciate nell'interesse della Mangrove Gas Netherlands BV, della RPCO Enterprises Ltd, della Charville - Consultores e Serviços Lda e della Timor Leste SpA 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;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalla 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;
- la compravendita di gas naturale e la garanzia di *performance* rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa;
- la vendita di prodotti petroliferi con il gruppo Alitalia;
- la vendita e il trasporto di gas naturale, la vendita di olio combustibile nonché la compravendita di energia elettrica con il gruppo Enel.

Rapporti finanziari

I rapporti finanziari dell'esercizio 2005 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

| | 31.12.2005 | | | 2005 | |
|--|------------|------------|--------------|-----------|-----------|
| Denominazione | 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 finanziari dell'esercizio 2006 si analizzano come segue:

(milioni di euro)

| Denominazione | 31.12.2006 | | | 2006 | |
|--|------------|------------|--------------|-----------|-----------|
| | Crediti | Debiti | Garanzie | Oneri | Provventi |
| Imprese a controllo congiunto e collegate | | | | | |
| Blue Stream Pipeline Co BV | 3 | 794 | | 4 | 26 |
| Raffineria di Milazzo ScpA | | 57 | | | |
| Spanish Egyptian Gas Co SAE | | 323 | | | |
| Trans Austria Gasleitung GmbH | 41 | | | | 6 |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd | 147 | | | | 11 |
| Altre (*) | 88 | 81 | 39 | 13 | 11 |
| | 276 | 84 | 1.213 | 17 | 54 |
| Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento | | | | | |
| Altre (*) | 95 | 25 | 2 | 1 | 4 |
| | 95 | 25 | 2 | 1 | 4 |
| | 371 | 109 | 1.215 | 18 | 58 |

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

I rapporti più significativi riguardano:

- la garanzia per affidamenti bancari rilasciata nell'interesse della società Blue Stream Pipeline Co BV e il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo;
- le garanzie per affidamenti bancari rilasciate nell'interesse delle società Raffineria di Milazzo ScpA e Spanish Egyptian Gas Co SAE;
- il finanziamento del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e della realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente alla Trans Austria Gasleitung GmbH e alla Transmediterranean Pipeline Co Ltd.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(milioni di euro)

| | 31.12.2005 | | | 31.12.2006 | | |
|---|------------|------------------|-------------|------------|------------------|-------------|
| | Totale | Entità correlate | Incidenza % | Totale | Entità correlate | Incidenza % |
| Crediti commerciali e altri crediti | 17.902 | 1.344 | 7,51 | 18.799 | 1.027 | 5,46 |
| Altre attività correnti | 369 | | | 855 | 4 | 0,47 |
| Altre attività finanziarie non correnti | 1.050 | 258 | 24,57 | 805 | 136 | 16,89 |
| Passività finanziarie a breve termine | 4.612 | 152 | 3,30 | 3.400 | 92 | 2,71 |
| Debiti commerciali e altri debiti | 13.095 | 1.164 | 8,89 | 15.995 | 961 | 6,01 |
| Altre passività correnti | 613 | | | 634 | 4 | 0,63 |
| Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine | 8.386 | 18 | 0,21 | 8.299 | 17 | 0,20 |
| Altre passività non correnti | 897 | | | 418 | 56 | 13,40 |

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

| | 2005 | 2006 | | | | |
|--|--------|------------------|-------------|--------|------------------|-------------|
| | Totale | Entità correlate | Incidenza % | Totale | Entità correlate | Incidenza % |
| Ricavi della gestione caratteristica | 73.728 | 4.535 | 6,15 | 86.105 | 3.974 | 4,62 |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | 48.567 | 3.429 | 7,06 | 57.490 | 2.720 | 4,73 |
| Proventi finanziari | 3.131 | 72 | 2,30 | 4.132 | 58 | 1,40 |
| Oneri finanziari | 3.497 | 28 | 0,80 | 3.971 | 18 | 0,45 |

Le operazioni con parti correlate fanno parte della ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

| | 2005 | 2006 |
|---|--------------|--------------|
| Ricavi e proventi | 4.535 | 3.974 |
| Costi e oneri | (3.429) | (2.720) |
| Variazione crediti e debiti commerciali e diversi | (221) | 162 |
| Dividendi e interessi | 345 | 790 |
| Flusso di cassa netto da attività di esercizio | 1.230 | 2.206 |
| Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali | (474) | (733) |
| Investimenti in partecipazioni | (30) | (20) |
| Variazione debiti relativi all'attività di investimento | 342 | (276) |
| Variazione crediti finanziari | 2 | 343 |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento | (160) | (686) |
| Variazione debiti finanziari | 23 | (57) |
| Flusso di cassa netto da attività di finanziamento | 23 | (57) |
| Totale flussi finanziari verso entità correlate | 1.093 | 1.463 |

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)

| | 2005 | 2006 | | | | |
|---|----------------|------------------|-------------|---------|------------------|-------------|
| | Totale | Entità correlate | Incidenza % | Totale | Entità correlate | Incidenza % |
| Flusso di cassa da attività di esercizio | 14.936 | 1.230 | 8,24 | 17.001 | 2.206 | 12,98 |
| Flusso di cassa da attività di investimento | (6.815) | (160) | 2,35 | (7.051) | (686) | 9,73 |
| Flusso di cassa da attività di finanziamento | (7.824) | 23 | ... | (7.097) | (57) | 0,80 |

■ Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Gli oneri non ricorrenti si analizzano come segue:

| (milioni di euro) | 2005 | 2006 |
|---|-------|-------|
| Sanzioni antitrust | (290) | (184) |
| Sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas | | (55) |
| | (290) | (239) |

Le sanzioni *antitrust* relative all'esercizio 2006 riguardano: (i) la sanzione amministrativa comminata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato in relazione all'istruttoria sul *jet fuel* (109 milioni di euro); (ii) le indagini per possibili violazioni della normativa *antitrust* connesse al settore degli elastomeri (75 milioni di euro). Le sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas riguardano le sanzioni amministrative comminate a seguito dell'istruttoria avviata in relazione all'utilizzo della capacità di stoccaggio conferita per l'anno termico 2005-2006 (45 milioni di euro) e dell'istruttoria avviata sulla richiesta di informazioni sui prezzi di approvvigionamento del gas (10 milioni di euro). La sanzione *antitrust* relativa all'esercizio 2005 riguarda la sanzione amministrativa comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato a seguito dell'istruttoria avviata per accertare l'eventuale sussitenza di un abuso di posizione dominante in relazione ai comportamenti della controllata Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (TTPC). Maggiori informazioni sono riportate alla nota 25 - Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi - *Antitrust* - TTPC.

■ Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Negli esercizi 2005 e 2006 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

36 Adeguamento del bilancio consolidato 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 ai principi contabili generalmente accettati negli USA (*Generally Accepted Accounting Principles o U.S. GAAP*). Di seguito sono indicate le informazioni necessarie per adeguare il bilancio consolidato ai principi contabili americani.

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

Il bilancio consolidato di Eni al 31 dicembre 2006 è redatto applicando i principi contabili internazionali omologati dalla Commissione Europea (IFRS)¹¹ 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 patrimoniali.

A) DEFINIZIONE DELL'AREA DI CONSOLIDAMENTO

La definizione dell'area di consolidamento è indicata nel capitolo "Principi di consolidamento" delle note al bilancio consolidato. 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 ad 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 (43,54%). Nel corso del 2006 Saipem Projects SpA (controllata Saipem SpA al 100%) ha acquistato da Eni SpA il 100% della SnamProgetti SpA che, conseguentemente, è stata esclusa dall'area di consolidamento U.S. GAAP. Ai fini U.S. GAAP, la plusvalenza realizzata da Eni dalla cessione della Snamprogetti è stata rilevata a conto economico.

B) ATTIVITÀ MINERARIA

Esplorazione

Ai fini IFRS sono 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 nel periodo 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 nel 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 del pozzo ai fini dell'avvio dell'attività 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 imputati interamente a conto economico come minusvalenze da radiazione. 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.

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

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

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 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 metodo 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. 37 – Riconciliazione dell'utile e del patrimonio netto determinati applicando gli IFRS con quelli determinati secondo gli U.S. GAAP 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.

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. 37 – Riconciliazione dell'utile e del patrimonio netto determinati applicando gli IFRS con quelli determinati secondo gli U.S. GAAP 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) FONDI PER BENEFICI AI DIPENDENTI

Gli IFRS e gli U.S. GAAP stabiliscono che le passività relative ai piani a benefici definiti e ai benefici a lungo termine siano determinate sulla base di ipotesi attuariali. È ammesso l'utilizzo del metodo del corridoio, in base al quale gli utili e le perdite attuariali relativi ai piani a benefici definiti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o da modifiche delle condizioni del piano sono rilevati pro quota a conto economico per la rimanente vita lavorativa media dei dipendenti che partecipano al piano, se e nei limiti in cui il loro valore netto non rilevato al termine dell'esercizio precedente ecceda il maggiore valore tra il 10% del valore attuale della passività relativa al piano e il 10% del fair value delle attività al suo servizio.

Secondo gli IFRS, in applicazione del metodo del corridoio, la passività relativa ai benefici verso i dipendenti rilevata nello stato patrimoniale esclude gli utili e le perdite attuariali non imputati a conto economico. In presenza di attività a servizio del piano, la loro valutazione è effettuata sulla base del loro rendimento atteso.

Secondo gli U.S. GAAP, le attività a servizio del piano sono valutate sulla base del rendimento effettivo. La passività attuariale rilevata nello stato patrimoniale comprende l'intero ammontare di utili e perdite derivanti da modifiche delle ipotesi attuariali; le variazioni della passività connesse con gli utili e le perdite attuariali non imputati a conto economico sono rilevate, al netto del relativo effetto fiscale, in contropartita alla voce del patrimonio netto "Altre componenti dell'utile complessivo"¹². Negli esercizi successivi, gli utili e le perdite attuariali "sospesi" nella riserva di patrimonio netto sono imputati a conto economico secondo il metodo del corridoio.

(12) La differenza tra IFRS e U.S. GAAP tiene conto dell'adozione dello SFAS 158 "Employers' Accounting for Defined Benefit Pension and Other Postretirement Plans - an amendment of FASB Statements No. 87, 88, 106, and 132 (R)" (SFAS 158); gli effetti dell'adozione dello SFAS 158 sono descritti nel paragrafo 'Modifica dei criteri contabili'.

[37] 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, 2005 e 2006 e del patrimonio netto al 31 dicembre 2005 e al 31 dicembre 2006 che sarebbero necessarie qualora venissero applicati gli U.S. GAAP invece degli IFRS.

| (milioni di euro) | 2004 | 2005 | 2006 |
|--|--------------|----------------|---------------|
| Utile di competenza Eni risultante dal bilancio consolidato secondo gli IFRS | 7.059 | 8.788 | 9.217 |
| 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) | | (1) |
| B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo" | (82) | 47 | 359 |
| C. effetto delle svalutazioni e rivalutazioni delle attività | 5 | | 36 |
| D. imposte sul reddito differite e anticipate | (21) | (279) | (120) |
| E. effetto relativo alle attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti) | (5) | (5) | (5) |
| F. rimanenze | (316) | (956) | 267 |
| Plusvalenza da cessione della SnamProgetti SpA alla Saipem Projects SpA | | | 252 |
| Effetto delle differenze di principio IFRS/U.S. GAAP sulle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto | 34 | 12 | 1 |
| Altre rettifiche | (280) | (3) | (4) |
| Effetto delle rettifiche U.S. GAAP sull'utile di terzi azionisti ^(a) | 8 | (21) | 3 |
| Rettifiche nette | (658) | (1.205) | 788 |
| Utile netto di competenza Eni del periodo secondo gli U.S. GAAP | 6.401 | 7.583 | 10.005 |
| Utile semplice per azione ^(b) | 1,70 | 2,02 | 2,71 |
| Utile diluito per azione ^(b) | 1,70 | 2,01 | 2,70 |
| Utile semplice per ADS (calcolato su 2 azioni per ADS) ^(b) | 3,39 | 4,03 | 5,41 |
| Utile diluito per ADS (calcolato su 2 azioni per ADS) ^(b) | 3,39 | 4,03 | 5,41 |

(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) | 31.12.2005 | 31.12.2006 |
|--|----------------|----------------|
| Patrimonio netto di competenza Eni risultante dal bilancio consolidato secondo gli IFRS | 36.868 | 39.029 |
| 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 | 37 | 33 |
| B. rilevazione dei costi di ricerca e sviluppo di idrocarburi con il metodo dello "sforzo coronato da successo" | 2.504 | 2.672 |
| C. eliminazione delle svalutazioni e rivalutazioni delle attività | 230 | 311 |
| D. imposte sul reddito differite e anticipate | (3.415) | (3.495) |
| E. avviamento | 811 | 786 |
| E. attività associate all'acquisizione di un'impresa (portafoglio clienti) | (16) | (22) |
| F. rimanenze | (2.036) | (1.769) |
| G. fondo per benefici ai dipendenti | | (32) |
| Effetto delle differenze di principio IFRS/U.S. GAAP sulle imprese valutate con il metodo del patrimonio netto | 173 | 169 |
| Altre rettifiche | | 2 |
| Effetto delle rettifiche U.S. GAAP sul capitale e sulle riserve di terzi ^(b) | (31) | (28) |
| Rettifiche nette | (1.743) | (1.373) |
| Patrimonio netto secondo gli U.S. GAAP | 35.125 | 37.656 |

(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 esercizio.

(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.