

Il positivo aumento di 2.068 milioni di euro dell'esercizio 2005 rispetto all'esercizio precedente è da imputare principalmente all'incremento dei proventi dell' Eni International BV pari a 1.237 milioni di euro.

Tab. n.6 - Proventi e Oneri su partecipazioni					(milioni di euro)
	2002	2003	2004	2005	Variazione
Dividendi					
Eni International BV	1.327	1.280	815	2052	1.237
Stoccaggi Gas Italia SpA		431	262	192	(70)
Snam Rete Gas SpA	109	187	196	722	526
Saipem SpA	24	27	28	28	0
Società Petroli Italiana	13	9	105	18	(87)
Ecofuel SpA	45	22	18	46	28
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	26	22	24	19	(5)
Sofid SpA	22	20	8	29	21
LNG Shipping SpA		18	14		
AgipFuel SpA (ex Atriplex Srl)	20	12	16	33	17
Italiana Petroli SpA		8	12		
Trans Tunisian Pipeline Co Ltd		11	22	35	13
AgipPetroli SpA	452				
Italgas SpA	26		70	273	203
Eni Power SpA	16		81	23	(58)
Snamprogetti SpA	11		8		
Praoiledotti italiani spa			3	19	16
Altre	38	32	67	42	(25)
Totale	2.129	2.079	1.715	3.531	1.816
Plusvalenze e altri proventi					
Vendita azioni Compagnia Napoletana Gas SpA			77	0	(77)
Vendita azioni Nuovo Pignone Holding SpA			27	28	1
Vendita Fiorentina gas SpA			12	0	(12)
Altre	16	7	1	8	7
Totale proventi	2.145	2.086	1.832	4.357	2.525
Svalutazioni e perdite					
Syndial SpA (ex EniChem SpA)	303	230	380	888	508
Polimeri Europa SpA	88	217			(217)
Albacom SpA	37	128	41	0	(41)
Eni Investments Plc	742	102			(640)
Consorzio SET (Sviluppo Elettrico Trecate)	1	17			(5)
Eurosolare SpA	21	5			
Eni Exploration BV	579				
Eni Portugal Investment SpA	84				
Altre	15	12	17	7	(10)
Totale oneri	1.870	711	438	895	457

4.1.4 Costi per la ricerca scientifica

I costi per la ricerca scientifica e tecnologica ammontano nel 2002 a 85 milioni di euro e risultano quasi raddoppiati nel 2003 (159 milioni di euro) nel 2004 registrano un importo di 181 milioni di euro, così ripartiti nelle diverse attività: 36 milioni nel 2002 e 47 milioni nel 2003 e 31 milioni di euro, per la Divisione Exploration & Production per proseguire la riorganizzazione delle strutture di ricerca; 32 milioni distintamente per i due esercizi 2002-2003 per la Divisione Refining & Marketing.

I costi di ricerca per le Corporate sono passati da 17 milioni di euro nel 2002 a 80 milioni di euro nel 2003 e a 103 milioni di euro nel 2004, e così risultano in parte utilizzati per finanziare il progetto Eni Slurry Technology (48 milioni di euro nel 2003 e 44 milioni di euro nel 2004) nonché e per il concorso dell'Eni ai progetti di ricerca sviluppati dalle società del Gruppo per la parte residua.

Nel 2005 tali costi ammontano a 177 milioni di euro di cui 43 riferiti alla Divisione E&P, 27 alla Divisione R&M e 107 alle 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).

In particolare il progetto EST è un processo di idroconversione catalitica, si tratta di una tecnologia flessibile, frutto di un'attività di ricerca iniziata alla fine degli anni '80 e giunta nel 2001 alla realizzazione di un impianto a Taranto, completato nel 2005, e attualmente in funzione, che fornirà a Eni un'importante leva competitiva per la valorizzazione di risorse non convenzionali e per il miglior utilizzo, anche in termini ambientali, del "fondo del barile" nelle attività di raffinazione, potenzialmente adattabile a contesti diversi, tra i prodotti figurano nafta, cherosene e gasolio.

Il cuore della tecnologia è costituito dal "reattore a bolle" che, attraverso un complesso di reazioni chimiche, ottiene la completa trasformazione delle cariche pesanti (oli pesanti ed extrapesanti, bitumi e residui di raffinazione) in prodotti o semilavorati.

4.2. La Situazione Patrimoniale

Nella tabella che segue sono poste a raffronto la situazione patrimoniale dell'Eni SpA e del Consolidato Eni al 31 dicembre 2002-2003-2004-2005.

Tab.n.7

(milioni di euro)

Eni S.p.A. riclassificato	2002	2003	2004	2005	Variazione
Capitale immobilizzato	22.762	25.791	25.848	25.995	147
Capitale di esercizio netto	3.257	3.500	1.536	549	(987)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(142)	(158)	(202)	(222)	(20)
Capitale investito netto	25.877	29.133	27.182	26.322	(860)
Patrimonio netto	23.659	24.402	26.204	25.440	(764)
Fondi stanziati in applicazione di norme tributarie	1.610	1.409			
Indebitamento finanziario netto	608	3.322	978	882	(96)
Coperture	25.877	29.133	27.182	26.322	(860)
Consolidato Eni	2.002	2.003	2004	2005	variazione
Capitale immobilizzato	40.203	43.095	48.777	54.291	5.514
Capitale di esercizio netto	(204)	(679)	(1.812)	(3.568)	1.756
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(507)	(555)	(590)		
Fondi per benefici ai dipendenti				(1.031)	
Capitale investito netto	39.492	41.861	45.983	49.692	3.709
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti	28.351	28.318	35.540	39.217	3.677
Indebitamento finanziario netto	11.141	13.543	10.443	10.475	32
Coperture	39.492	41.861	45.983	49.692	3.709
Cambio in eur/USD al 31.12		1,263	1,362	1,180	(0,182)

Confrontando il 2002 con il 2003 l'aumento più consistente si è verificato per la voce capitale immobilizzato (3.029 milioni di euro) ed è riferibile principalmente all'aumento riscontrato nelle partecipazioni, che passano da 17.877 milioni di euro

del 2002 a 21.124 milioni di euro del 2003 con una variazione 3.247 milioni di euro, dovuta agli interventi sui capitali delle società controllate come l'Eni Exploration BV e la Syndial Spa e l'Eni International BV.

Nel 2004 l'aumento è di soli 107 milioni di euro soprattutto per il venir meno delle differenze tra il valore di carico delle partecipazioni in Italgas Più e il rispettivo Patrimonio Netto, nonché dell'incremento di 225 milioni di euro del valore delle partecipazioni.

Nel 2004 il capitale di esercizio netto fa registrare una diminuzione di 1.964 milioni di euro. Il calo è da imputarsi ad una diminuzione generale, esclusi i crediti commerciali, dei componenti il capitale circolante nonché ad un aumento consistente delle passività nette di esercizio (come i debiti commerciali, tributari, fondi per rischi ed oneri ed altre passività).

Le maggiori differenze si presentano per i crediti per imposte anticipate (657 milioni di euro) , che diminuiscono di 400 milioni di euro per effetto essenzialmente delle imposte differite nette stanziato nell'esercizio fra le rettifiche di valore, per i fondi per rischi ed oneri e le altre passività nette.

Quest'ultime aumentano di 347 milioni di euro per effetto essenzialmente dell'incasso del dividendo della Stoccaggi Gas Italia spa, iscritto per competenza nel bilancio 2003 (323 milioni di euro) e per i maggiori risconti passivi relativi a proventi pluriennali riconosciuti a favore di società estere controllate per la rinegoziazione di contratti di trasporto di gas naturale (229 milioni di euro).

L'indebitamento finanziario netto di 608 milioni di euro per l'esercizio 2002 è dovuto ai fabbisogni derivanti dagli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali.

L'indebitamento finanziario netto nel 2003 è di 3.322 milioni di euro, registrando un consistente aumento rispetto all'anno precedente di 2.714 milioni di euro, dovuto ai fabbisogni connessi agli investimenti in partecipazioni (4.022 milioni di euro, di cui 2.569 milioni di euro relativi all'offerta Pubblica di Acquisto su Italgas); al pagamento del dividendo (2.833 milioni di euro); agli investimenti tecnici (931 milioni di euro); al pagamento delle imposte (629 milioni di euro); all'acquisto di azioni proprie (329 milioni di euro).

Tali importi negativi sono compensati solo in parte dal flusso di cassa generato dall'utile operativo prima della variazione del capitale di esercizio (3.990

milioni di euro), dagli incassi di dividendi (1.758 milioni di euro) e dai disinvestimenti (340 milioni di euro).

I debiti finanziari a breve termine ammontano a 1.971 milioni di euro nel 2002 e a 1.425 milioni di euro nel 2003 con una diminuzione di 546 milioni di euro pari a 0,70% dovuto essenzialmente alla riduzione dei debiti finanziari a breve termine verso le banche che da 698 milioni di euro passano a un totale 127 milioni di euro con una diminuzione del relativo debito a breve di 571 milioni di euro.

I debiti a lungo termine passano da 1.369 milioni di euro nel 2002 a 2.508 milioni di euro nel 2003 con un aumento di 1.139 milioni di euro e sono costituiti principalmente da: debiti finanziari verso le imprese controllate assunti nei confronti di Enifin S.p.A che ammontano a 644 milioni di euro (ridotti di 31 milioni di euro per effetto dei rimborsi); debiti finanziari verso le banche che ammontano a 177 milioni di euro con una diminuzione di 69 milioni di euro. Le obbligazioni nel 2002 ammontano a 500 milioni di euro con scadenza 2003, ma per decisione dell'Ente sono state rimborsate in via anticipata il 1 dicembre 2002.

Nel 2003 le obbligazioni ammontano a 2000 milioni di euro e riguardano Medium Term Notes per 500 milioni di euro, emesse nel 2000 a un tasso di 6,125% e per 1.500 milioni di euro, emesse nel 2003 a un tasso di 4,625% entrambe con scadenza a dieci anni.

Nel 2004 l'indebitamento fa registrare una diminuzione di 2.064 milioni di euro dovuta al flusso di cassa generato dall'utile operativo (4.746 milioni di euro), dagli incassi di dividendi (2.032 milioni di euro) e dal flusso dei disinvestimenti (834 milioni di euro), in parte compensati: dal pagamento del dividendo 2003 (2.866 milioni di euro), dagli investimenti in partecipazioni (1.103 milioni di euro), dagli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (1.046 milioni di euro), dall'acquisto di azioni proprie (70 milioni di euro).

L'esercizio 2005 vede un'ulteriore diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di 96 milioni di euro, 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: dal pagamento del dividendo dell'esercizio 2004 di 0,90 euro per azione (3.384 milioni di euro); dal pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2005 di 0,45 euro per azione deliberato il 21.09.2005 dal Consiglio di Amministrazione e messo in pagamento a partire dal 27.10.2005 (di 1.686 milioni di euro); dal pagamento delle imposte al

netto dei rimborsi (di 1.134 milioni di euro); dall'acquisto di azioni proprie (1.034 milioni di euro); dagli investimenti in partecipazioni (938 milioni di euro); e dagli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali (864 milioni di euro).

Una più dettagliata esposizione dei crediti e debiti finanziari, titoli e disponibilità al 31 dicembre 2002 e 2003 e 2004 e 2005 risulta dalla seguente tabella.

Tab. n.8

						(milioni di euro)
Debiti finanziari		2002	2003	2004	2005	Variazione
a lungo termine		1.369	2.508	2.575	2.390	(185)
a breve termine		1.971	1.425	271	495	244
a)		3.340	3.933	2.846	2.885	39
Crediti finanziari, titoli e disponibilità						
Crediti finanziari:						
a lungo termine		43	36	25	14	(11)
a breve termine		30	67	1.032	1.010	(22)
b)		73	103	1.057	1024	(33)
titoli		230	234	230	230	0
disponibilità		2.429	274	581	749	168
c)		2.659	508	811	979	168
Indebitamento finanziario netto	(a-b-c)	608	3.322	978	882	(96)

Capitolo V

Risultati di Gruppo

Premessa

Il consolidato dell'Eni comprende 257 società: 56 in Italia e 200 all'estero.

La suddivisione per settori è la seguente:

- Exploration & Production: 5 in Italia, 84 all'estero;
- Gas & Power: 16 in Italia, 14 all'estero;
- Refing & Marketing: 11 in Italia e 19 all'estero;
- Petrolchimica: 1 in Italia, 8 all'estero;
- Costruzioni e perforazioni: 7 in Italia, 64 all'estero;
- Ingegneria: 3 in Italia, 9 all'estero;
- Altre attività: 8 in Italia;
- Corporate e Società finanziarie: 5 in Italia, 3 all'estero.

A seguito dell'entrata in vigore del Regolamento CE n.1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 (Regolamento), a partire dall'esercizio 2005 le società con titoli ammessi alle negoziazioni in un mercato regolamentato dagli Stati membri dell'UE, redigono il bilancio consolidato conformemente ai principi contabili internazionali (IFRS), ovvero rappresentano i principi e le interpretazioni adottate dall'International Accounting Standards Board (IASB), successivamente modificati e pubblicati in maniera definitiva nel dicembre 2004 nella Gazzetta Ufficiale dell'UE.

Conseguenza dell'osservanza di tali principi è stata l'inclusione nell'area di consolidamento del gruppo Eni della Saipem spa (di cui Eni possiede il 43,26% delle azioni al 31.12.2005) e delle sue controllate.

Infatti l'Eni, pur possedendo azioni aventi diritto di voto, non aveva mai incluso tali società nell'area di consolidamento, interpretando restrittivamente le disposizioni della IAS 27 "Bilancio consolidato e separato" che permettevano che esse pur essendo oggetto di un controllo di fatto ai sensi dell'art.2359, comma 2, c.c. venisse valutata secondo il metodo del patrimonio netto.

L'applicazione di tali norme consente di rendere le risultanze economico finanziarie del gruppo più aderenti alla sua realtà industriale.

5.1 Dati economici finanziari

Nel prospetto che segue sono riepilogati i principali dati economico-finanziari del Gruppo Eni (bilancio consolidato) raffrontati con quelli degli esercizi precedenti:

Tab. n. 9

Conto economico riclassificato	IFRS					milioni di euro
	2002	2003	2004	2004	2005	variazione
Ricavi netti	47.922	51.487	58.382	57.545	73.728	16.183
Utile operativo	8.502	9.517	12.463	12.399	16.827	4.428
Utile netto	4.593	5.585	7.274	7.059	8.788	1.729
Indebitamento finanziario netto	11.141	13.543	10.228	10.443	10.475	32
Capitale investito netto	39.492	41.861	42.694	45.983	49.692	3.709

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2003 chiude con un utile netto di 5.585 milioni di euro con un aumento di quasi un miliardo di euro rispetto al 2002 (+21,6%), che si consolida nel 2005 raggiungendo gli 8.788 milioni di euro.

Ciò trova conferma nell'indice relativo al ritorno sul capitale investito (ROACE⁶) che ha raggiunto nel 2005 il 19,5%, nel 2004 il 18,8%, contro 15,6% del 2003 e il 16,7% del 2002.

Nel 2003 in presenza di un livello di investimenti tecnici e in partecipazioni di 13,1 miliardi di euro (+38,7% rispetto al 2002), il rapporto tra indebitamento e capitale proprio si è attestato sul livello di 0,48 (0,39 nel 2002).

L'andamento dei principali indicatori di mercato ha contribuito in misura non rilevante al miglioramento dei risultati; infatti gli effetti dell'aumento del prezzo medio del greggio (Brent +3,9 dollari/barile) e del margine europeo medio di

⁶ Indice del rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale e il capitale investito netto medio.

raffinazione (+1,9 dollari/barile) sono stati attenuati dall'indebolimento di circa il 20% del dollaro (il prezzo medio del greggio Brent espresso in euro ha registrato una riduzione del 3,4%).

I risultati del 2004 sono anch'essi ascrivibili alla positiva performance operativa in parte assorbita dalle maggiori imposte sul reddito. I ricavi dal core business (58.382 milioni di euro), sono ascrivibili essenzialmente all'aumento del prezzo in dollari del barile dei prodotti petroliferi e petrolchimici, nonché alla crescita dei volumi venduti nei principali settori, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'indebolimento del dollaro sull'euro.

Il bilancio consolidato 2005 chiude con un utile netto di 8.788 milioni di euro, con un aumento di 1.729 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 24,5%, per effetto essenzialmente dell'aumento dell'utile operativo di 4.428 milioni di euro (+35,7%) di cui 762 riferiti ai maggiori utili di magazzino sulle rimanenze – registrato in particolare nel settore Exploration & Production a seguito dell'aumento del prezzo del barile (brent +42,3%) e della crescita della produzione venduta di idrocarburi (+38,3 milioni di boe pari al 6,7%).

Utile in parte assorbito dai maggiori oneri e accantonamenti di natura ambientale (532 milioni di euro), dall'accantonamento al fondo rischi di 515 milioni di euro della sanzione comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (290 milioni di euro) e della stima dell'impatto dell'applicazione con effetto dal 1 gennaio 2005 della delibera 248/2004 dell'Autorità dell'energia e gas (225 milioni di euro).

5.1.1 L'indebitamento finanziario netto

Nell'esercizio 2002 il flusso di cassa generato dall'attività di esercizio per 10.578 milioni di euro e gli incassi da dismissioni (935 milioni di euro) hanno consentito di coprire parzialmente il fabbisogno in investimenti tecnici e in partecipazioni (di 9.414 milioni di euro incluso il debito acquisito di 51 milioni di euro), il pagamento del dividendo da parte dell'Eni s.p.a. (2.876 milioni di euro), e l'acquisto di azioni proprie (770 milioni di euro), come risulta dalla tabella che segue.

Tab. n.10	2002	2003	2004	2005
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE	(9.888)	(1.037)	(2.402)	3.280
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	10.578	10.827	12.500	14.936
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(8.048)	(8.802)	(7.499)	(7.414)
Investimenti in partecipazioni	(1.315)	(985)	(316)	(127)
Dismissioni	935	650	1.547	542
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(319)	1.110	97	293
Flusso di cassa netto del periodo	486	(211)	(433)	330
Fee Cash flow	1.831	2.800	6.329	8.230
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(51)	(692)	0	(19)
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	39	1	190	21
Differenze cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	990	1.422	(64)	980
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.846)	(5.933)	(3.175)	(7.284)
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE	(1.037)	(2.402)	3.280	(32)

Nell'esercizio 2003 il fabbisogno connesso agli investimenti tecnici e in partecipazioni (10.479 milioni di euro, incluso il debito acquisito di 692 milioni di euro), al pagamento dei dividendi 2002 (3.011 milioni di euro, di cui 2.833 milioni di euro da parte dell'Eni SpA) e all'acquisto di azioni proprie (329 milioni di euro) è stato in parte coperto dal flusso di cassa generato dalla gestione (10.827 milioni di euro) e dagli incassi da dismissione (650 milioni di euro), dando luogo ad un peggioramento del risultato finale rispetto all'esercizio precedente.

Nell'esercizio 2004 il flusso di cassa generato dalla gestione (12.500 milioni di euro) e gli incassi da dismissioni (1.547 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito di 279 milioni di euro) sono stati parzialmente assorbiti: dai fabbisogni connessi agli investimenti tecnici e in partecipazioni (7.815 milioni di euro) e al pagamento del dividendo 2003 (3.077 milioni di euro, di cui 2.828 da parte dell'Eni SpA); dagli effetti delle variazioni dell'area di consolidamento per 8.351 milioni di euro (riferiti essenzialmente al consolidamento della Serfactoring SpA).

Al risultato finale positivo, con la diminuzione dell'indebitamento finanziario netto di 3.280 milioni di euro, ha contribuito anche l'impatto della conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 320 milioni di euro).

Nel 2005 il flusso di cassa generato dalla gestione (14.936 milioni di euro) e gli incassi da dismissioni (563 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario trasferito di 21 milioni di euro) sono stati assorbiti dai fabbisogni connessi: agli investimenti

tecniche e in partecipazione (7.560 milioni di euro, incluso l'indebitamento finanziario acquisito di 19 milioni di euro); al pagamento dei dividendi di Eni e al proseguimento del programma di acquisto di azioni proprie (1.034 milioni di euro).

All'incremento dell'indebitamento finanziario netto di 32 milioni di euro ha contribuito l'impatto delle conversioni dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro (circa 1.200 milioni di euro).

L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2005 ammonta a 10.475 milioni di euro con un aumento di 32 milioni rispetto all'esercizio precedente. I debiti finanziari e obbligazionari ammontano a 12.998 milioni di euro, di cui 5.345 milioni a breve termine e 7.653 milioni a lungo termine. I prestiti obbligazionari in essere a fine esercizio ammontano a 5.339 milioni di euro, i prestiti obbligazionari in scadenza nei prossimi 18 mesi, ammontano a 436 milioni di euro. I prestiti obbligazionari emessi nell'anno ammontano a 441 milioni di euro.

5.2 Analisi per settori

Dobbiamo considerare che gli esercizi dal 2002 ad oggi sono stati influenzati dalla difficile situazione internazionale (anche per il conflitto in Iraq), il prezzo del greggio ha raggiunto picchi elevati con un prezzo medio in euro del greggio Brent dated di 30,72, anche per l'effetto dell'aumento della domanda sul mercato globale.

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi di Eni è localizzata in Paesi al di fuori dell'UE e dell'America settentrionale, alcuni dei quali possono essere meno stabili dal punto di vista politico ed economico. Tuttavia l'Eni cerca di ovviare a tale situazione di rischio con l'utilizzo di appropriate linee guida di gestione che ha definito nella procedura "Project risk assessment and management".

Al 31 dicembre 2005 circa il 73% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in Paesi fuori dall'UE, ugualmente per il gas, che proviene per il 60% da tali Paesi.

Inoltre l'indebolimento progressivo del dollaro ha contribuito a creare incertezze per gli operatori per le possibili ripercussioni sulla competitività delle esportazioni finali e sullo sviluppo dell'economia, che ha influito anche ai fini dell'andamento del mercato delle risorse energetiche.

La tabella sotto riportata reca i dati in milioni, relativi all'utile operativo nel quadriennio considerato per i singoli settori.

Tab. n.11

Settori	2002	2003	2004	2005
Esplorazione & Produzione	5.175	5.746	8.185	12.574
Gas & Power	3.244	3.627	3.428	3.321
Refining & Marketing	321	583	1.080	1.857
Petrolchimica	(126)	(176)	320	202
Ingegneria e Costruzione	298	311	203	307
Altre attività	(201)	(279)	(395)	(902)
Corporate e società finanziarie	(209)	(295)	(363)	(391)
Eliminazioni utili interne(1)			(59)	(141)
Utile operativo	8.502	9.517	12.399	16.827

(1) Gli utili interni riguardano gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti, servizi e beni materiali e immateriali esistenti al 31 dicembre nel patrimonio dell'impresa acquirente.

In tale contesto l'Eni ha raggiunto nel 2003-2005 nei diversi settori risultati di gestione che vengono di seguito analizzati :

5.2.1 Esplorazione & Produzione

Il settore ha raggiunto nel 2003 l'utile operativo di 5.746 milioni di euro, con un aumento di 571 milioni di euro rispetto al 2002 (pari all'11%), dovuto alla crescita della produzione venduta di idrocarburi e dei volumi commercializzati di gas naturale, nonché all'incremento in dollari del prezzo del barile (Brent +15,5%) e del margine di raffinazione.

Nel settore la produzione giornaliera nel 2003 di idrocarburi è stata di 1.562 mila boe⁷ con un incremento di 90 mila boe, pari al 6,1%. Le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2003 sono state di 7.272 milioni di boe, in aumento di 242 milioni di boe rispetto al 2002.

Le principali attività svolte durante l'esercizio riguardano il piano di sviluppo del giacimento di petrolio Kashagan nell'offshore Kazako del Mar Caspio. Il relativo piano, articolato in più fasi, prevedeva la messa in produzione di riserve recuperabili fino a 13 miliardi di barili mediante reiniezione parziale del gas, con un investimento di 29 miliardi di dollari.

Sia nel 2004 che nel 2005 il settore ha conseguito un utile operativo rispettivamente di 8.185 milioni di euro, (con un aumento di 2.439 milioni di euro

⁷ Barrel of Oil Equivalente viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale.

rispetto al 2003 (pari al 42,4%), e di 12.574 milioni di euro, dovuto all'incremento del prezzo del barile di produzione in dollari; alla crescita della produzione venduta di idrocarburi, alle plusvalenze nette conseguite nella vendita di asset nell'ambito del programma di razionalizzazione del portafoglio, ai minori costi di ricerca esplorativa e ai minori ammortamenti di bonus esplorativi.

Questi fattori positivi sono stati parzialmente assorbiti dall'impatto dell'apprezzamento dell'euro sul dollaro, dall'incremento dei costi associati alla produzione e dai maggiori ammortamenti connessi all'aumento della produzione agli investimenti finalizzati al mantenimento dei livelli produttivi di giacimenti maturi nonché, ai maggiori accantonamenti al fondo smantellamento e ripristino siti.

5.2.2 Gas & Power

Il settore ha conseguito nel 2003 l'utile operativo di 3.627 milioni di euro, con un aumento di 383 milioni di euro rispetto al 2002, pari all'11,8% dovuto alle vendite di gas naturale della distribuzione primaria (65,1 miliardi di metri cubi) che sono aumentate di 4,7 miliardi di metri cubi rispetto al 2002 (+7,7%). L'aumento dei ricavi del settore (16.068 milioni di euro) del 5% nell'esercizio 2003 rispetto all'anno precedente è dovuto principalmente ai maggiori volumi di gas venduti ed all'aumento dei prezzi medi.

Questi positivi risultati hanno creato difficoltà al settore, in quanto con il decreto legislativo n. 164 del 2000 è stata disposta la riduzione entro il 2010 della quota di gas, che l'Eni poteva immettere sul mercato al fine di favorire gli altri soggetti. In realtà nel 2003 tale quota non è scesa al di sotto del 68,5 milioni di metri cubi, superando il tetto del 50 % che aveva posto il così detto "decreto Letta" alle quote di mercato dell'Eni, al fine di contribuire alla liberalizzazione di tale mercato.

Tale situazione di emergenza ha costretto la società a consumare la parte di gas eccedente, sia di propria produzione sia proveniente dai contratti "take of pay" che l'Eni aveva sottoscritto nell'imminenza dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE, utilizzandoli per la produzione di energia elettrica. Per questo motivo la società ha costruito centrali che hanno raggiunto nel 2003/2500 megawatt di potenza, anche se ciò non è stato sufficiente per determinare nel mercato Italiano del gas naturale una situazione favorevole per l'andamento dei prezzi, che sono rimasti più elevati rispetto a quelli dei principali Paesi europei.

Le autorità competenti (il Ministero per le attività produttive e il Ministero dell'economia e delle finanze) hanno, inoltre, rilevato come l'aumento di importatori in questi ultimi anni abbiano riguardato essenzialmente "ingressi decisi dall'operatore dominante, con le eccezioni di ENEL e, parzialmente, Edison". Ma è soprattutto il controllo dei gasdotti, che portano il metano in Italia oltre che l'unico terminale per l'import di gas naturale liquefatto, a dare all'Eni il potere di "influenzare le dinamiche concorrenziali del mercato"; tale situazione dominante si è tradotta in un rilevante vantaggio economico, rappresentato da un minor costo di approvvigionamento; di contro, l'impatto sui prezzi finali è stato limitato o praticamente assente così che i prezzi del gas naturale italiano appaiono superiori a quelli prevalenti nei principali Paesi europei, sebbene il costo di approvvigionamento sia equiparabile, se non addirittura inferiore.

Questo potere dominante dell'Eni nel settore del gas naturale ha vanificato le indicazioni contenute nella direttiva 98/30/CE e nel decreto legislativo n.164 del 2000, intese a favorire il processo di liberalizzazione del settore.

Nella riunione del 15 dicembre del 2003 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il Piano strategico 2004-2007 ed ha avviato nell'esercizio 2004 la vendita del 9,054% della partecipazione Snam Rete Gas⁸, secondo le previsioni della legge n.290 del 27 ottobre 2003 e nel rispetto della direttiva 2003/55/CE, che ha stabilito al luglio 2007 la data di liberalizzazione del mercato del gas.

Tale operazione continua a non incontrare l'accordo del vertice Eni che non vede la necessità di cedere gli stoccaggi e il trasporto di gas, perché vendendo verrebbe a perdersi il primato in Europa (con 88 miliardi di metri cubi l'anno venduti, davanti all'Olanda e ai Tedeschi).

Tale processo di apertura al mercato da parte dell'ente crea peraltro delle difficoltà, in quanto il gas rappresenta per l'Eni una attività generatrice di flussi di liquidità ("Cash flow") con effetto rilevante di stabilizzazione dei risultati economici e per la riduzione del profilo complessivo di rischio per la società.

Si prevede che con il 2010 si completerà il processo di trasformazione del ruolo dell'Eni sul mercato italiano da monopolista a operatore in concorrenza con altri soggetti; diverrà quindi cruciale per la società garantirsi un mix di forniture di gas tale da minimizzare il proprio costo di approvvigionamento e garantirsi una posizione di vantaggio competitivo rispetto agli altri concorrenti.

⁸ Nel 2005 il bilancio di Snam Rete Gas ha chiuso con un utile consolidato di 524 milioni di euro.

Nel 2004 il settore ha conseguito l'utile operativo di 3.428 milioni di euro con una diminuzione di 199 milioni di euro rispetto al 2003, dovuta essenzialmente alla riduzione del margine dell'attività di vendita del gas naturale, anche a seguito dell'impatto del differente apprezzamento dell'euro sul dollaro rispetto al 2003, alle minori tariffe di distribuzione del gas naturale; nonché ai maggiori oneri operativi netti in relazione in particolare a minori utilizzi fondi rischi eccedenti.

Nell'esercizio 2004 la quota di gas che l'Eni ha immesso sul mercato è di 72,3 milioni di metri cubi, superando così ancora una volta il tetto posto dalla legge n. 290/2003.

Il 23 giugno 2004 il Consiglio di Amministrazione dell'Eni ha approvato la scissione parziale di Italgas con l'attribuzione all'Eni delle partecipazioni possedute da Italgas nelle società di commercializzazione del gas italiano (tra cui il 100% di Italgas Più) ed estere (tra cui il 40% di Tigaz), nonché con l'incorporazione nell'Eni dell'Italgas Più.

Il settore ha conseguito nel 2005 l'utile operativo a valori correnti di 3.321 milioni di euro con una diminuzione di 107 milioni di euro rispetto al 2004, dovuta essenzialmente all'accantonamento al fondo rischi della sanzione comminata il 15 febbraio 2006 dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato (290 milioni di euro) e della stima dell'impatto dell'applicazione con effetto dal 1 gennaio 2005, della delibera 248/2004 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (255 milioni di euro); alla flessione dei margini di vendita del gas naturale per effetto della pressione competitiva; ai maggiori accantonamenti a fondi per rischi e oneri (46 milioni di euro).

L'attività di generazione elettrica ha conseguito l'utile operativo di 138 milioni di euro con un aumento di 77 milioni di euro, pari al 126%, dovuto essenzialmente alla crescita della produzione venduta.

5.2.3 Raffinazione e Marketing

Il settore ha conseguito l'utile operativo di 583 milioni di euro con un aumento nel 2003 di 262 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente. I ricavi del settore (22.148 milioni di euro) pari al 2,8%, derivano essenzialmente dall'aumento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi (+18,9% benzina e +24,4% gasolio) e dai maggiori volumi di greggio commercializzato, i cui effetti sono stati