

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 assolte in suo nome 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.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

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.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

GAS NATURALE

(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.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

(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	50.590	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	40.132	178.083
Imposte su reddito future	(9.890)	(22.744)	(21.056)	(15.225)	(12.097)	(81.012)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	18.768	29.366	12.698	8.204	28.035	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	12.330	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	12.444	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.

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)

PAGINA BIANCA

BILANCIO CONSUNTIVO

PAGINA BIANCA

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	Variazione	
				assoluta	%
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).

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	22,9
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	-	-
Estero	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 Stoccaggi 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	5,5
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 a 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.

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	Variazione	
			assoluta	%
Produzione Eni estero	31,70	32,86	1,16	3,66
Produzione Eni nazionale	4,03	4,44	0,41	10,17
Totale produzione Eni	35,73	37,30	1,57	4,39
Acquisti <i>spot</i>	8,79	11,78	2,99	34,0
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.

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

■ 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
Petrochimica	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 in lieve 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.