

Esercizio 2009

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2009			2009						
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Imprese a controllo congiunto e collegate										
Agiba Petroleum		5			64					
Altergaz SA	50						142			
ASG Scarl		10	54		25					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA	1	30			62			1		
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH		31	1	15	77		2			
Blue Stream Pipeline Co BV	17	15	34		163					
Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH	16						95			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	38	12	6.037		5			84		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	6	1	76		1			2		
Fox Energy SpA	44			1			241			
Gasversorgung Süddeutschland GmbH	17						196	8		
Gruppo Distribuzione Petroli Srl	15						71			
InAgi doo	44	23			86			71		
Karachaganak Petroleum Operating BV	61	196		588	344	27	9	10		
Kwanda Suporto Logistico Lda	72							20		
Mellitah Oil & Gas BV	30	190			306		2	31		
Petrobel Belayim Petroleum Co	4	12			205			4	2	
Raffineria di Milazzo ScpA	14	8			242		98	5		
Saipon Snc	8	2	61					45		
Super Octanos CA		24		133						
Trans Austria Gasleitung GmbH	4	71		36	157			40		
Transitgas AG					1	61				
Union Fenosa Gas SA	8		62	12			53		1	
Altre (*)	143	58	15	62	188	41	117	125	10	
	592	688	6.340	847	1.926	129	1.026	446	13	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	194	224		1	914	7	15	466	7	
Eni BTC Ltd			141					1		
Altre (*)	29	23	4	1	52	4	14	6	1	
	223	247	145	2	966	11	29	473	8	
	815	935	6.485	849	2.892	140	1.055	919	21	
Imprese possedute o controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	96	32		9	286	77	342	428	1	
Gruppo Finmeccanica	33	37		16	56		21	7		
GSE-Gestore Servizi Elettrici	83	74		373		79	342	15		19
Terna SpA	7	37		52	52	19	7	86	4	25
Altre imprese a partecipazione statale (*)	78	71		1	71	6	62	16		
	297	251		451	465	181	774	552	5	44
	1.112	1.186	6.485	1.300	3.357	321	1.829	1.471	26	44

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

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate riguardano:

- 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, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- il vettoriamiento della società Azienda Energia e Servizi Torino SpA;
- l'acquisizione del servizio di lavorazione greggi dalla Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH e dalla Raffineria di Milazzo ScpA sulla base di corrispettivi definiti in misura corrispondente ai costi sostenuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi alle società Bronberger & Kessler und Gilg & Schweiger GmbH, 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'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero dalle società Blue Stream Pipeline Co BV, Trans Austria Gasleitung GmbH e Transitgas AG e, limitatamente alla società Blue Stream Pipeline Co BV, il rilascio di garanzie;
- la garanzia rilasciata nell'interesse di CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due e Saipon Snc per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'*upstream* petrolifero e il riaddebito dei costi di competenza Eni per attività d'investimento dalle società Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Agiba Petroleum Co, InAgip doo, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co e, limitatamente a Karachaganak Petroleum Operating BV, la vendita di greggi; i servizi sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'attività di supporto logistico svolta dalla società Kwanda Suporto Logistico Lda;
- la vendita di gas naturale a Altergaz SA e a Gasversorgung Süddeutschland GmbH;
- l'acquisizione di prodotti petrolchimici dalla società Super Octanos CA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti di riferimento;
- 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 garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto.

I rapporti più significativi con le società possedute o controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita e il trasporto di gas naturale, la vendita di olio combustibile nonché la compravendita di energia elettrica e l'acquisto di servizi di trasporto di energia elettrica con il Gruppo Enel;
- un contratto pluriennale di manutenzione dei nuovi impianti di produzione di energia elettrica a ciclo combinato con il Gruppo Finmeccanica;
- la compravendita di energia elettrica, di certificati verdi e il *fair value* dei contratti derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con GSE – Gestore Servizi Elettrici;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale e il *fair value* dei contratti derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con Terna SpA.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate e con altre società possedute o controllate dallo Stato rispettivamente per gli esercizi 2007, 2008 e 2009 è la seguente:

Esercizio 2007

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2007			2007	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Blue Stream Pipeline Co BV		1	711		20
Raffineria di Milazzo ScpA			60		
Trans Austria Gasleitung GmbH	65				3
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	97				9
Altre (*)	108	120	52	19	11
	270	121	823	19	43
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	114	26	1	1	6
	114	26	1	1	6
	384	147	824	20	49

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

Esercizio 2008

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2008			2008	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	131				
Blue Stream Pipeline Co BV			752		14
PetroSucre SA	153				
Raffineria di Milazzo ScpA			70		
Trans Austria Gasleitung GmbH	186				7
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	103				6
Altre (*)	123	124	27	16	9
	696	124	849	16	36
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	115	38	1	1	6
	115	38	1	1	6
	811	162	850	17	42

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

Esercizio 2009

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2009			2009	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri	Proventi
Imprese a controllo congiunto e collegate					
Artic Russia BV	70	1	170		1
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	133				
Blue Stream Pipeline Co BV			692		12
Raffineria di Milazzo ScpA			85		
Trans Austria Gasleitung GmbH	171				5
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	149				3
Altre (*)	125	112	24	2	3
	648	113	971	2	24
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre (*)	78	34	1	2	3
	78	34	1	2	3
	726	147	972	4	27

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

I rapporti più significativi con le imprese a controllo congiunto, collegate e controllate riguardano:

- le garanzie per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse delle società Artic Russia BV, Blue Stream Pipeline Co BV e Raffineria di Milazzo ScpA e, limitatamente ad Artic Russia BV, la concessione di finanziamenti e il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo;
- il finanziamento concesso a Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH;
- il finanziamento del tratto austriaco del gasdotto Federazione Russa-Italia e della realizzazione della rete di trasporto del gas naturale rispettivamente a Trans Austria Gasleitung GmbH e a 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 di sintesi:

(milioni di euro)

	31.12.2007			31.12.2008			31.12.2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%
Crediti commerciali e altri crediti	20.676	1.616	7,82	22.222	1.539	6,93	20.348	1.355	6,66
Altre attività correnti	790			1.870	59	3,16	1.307	9	0,69
Altre attività finanziarie non correnti	923	87	9,43	1.134	356	31,39	1.148	438	38,15
Altre attività non correnti	1.400	16	1,14	1.881	21	1,12	1.938	40	2,06
Passività finanziarie a breve termine	7.763	131	1,69	6.359	153	2,41	3.545	147	4,15
Debiti commerciali e altri debiti	17.116	1.021	5,97	20.515	1.253	6,11	19.174	1.241	6,47
Altre passività correnti	1.523	4	0,26	3.863	4	0,10	1.856	5	0,27
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	12.067	16	0,13	14.478	9	0,06	21.255		
Altre passività non correnti	2.117	57	2,69	3.102	53	1,71	2.480	49	1,98

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

(milioni di euro)

	2007			2008			2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%
Ricavi della gestione caratteristica	87.204	4.198	4,81	108.082	5.048	4,67	83.227	3.300	3,97
Altri ricavi e proventi	833		..	728	39	5,36	1.118	26	2,33
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	58.133	3.777	6,50	76.350	6.298	8,25	58.351	4.999	8,57
Altri proventi (oneri) operativi	(129)	10	..	(124)	58	..	55	44	80,00
Proventi finanziari	4.445	49	1,10	7.985	42	0,53	5.950	27	0,45
Oneri finanziari	(4.554)	(20)	0,44	(8.198)	(17)	0,21	(6.497)	(4)	0,06

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 di sintesi:

(milioni di euro)

	2007	2008	2009
Ricavi e proventi	4.198	5.087	3.326
Costi e oneri	(3.777)	(6.298)	(4.999)
Altri proventi (oneri) operativi	10	58	44
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(492)	351	34
Dividendi e interessi	610	740	407
Flusso di cassa netto da attività di esercizio	549	(62)	(1.188)
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(779)	(2.022)	(1.364)
Disinvestimenti (investimenti) in partecipazioni	8		
Variazione debiti relativi all'attività di investimento	(8)	27	19
Variazione crediti finanziari	(43)	397	83
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(822)	(1.598)	(1.262)
Variazione debiti finanziari	20	14	(14)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	20	14	(14)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(253)	(1.646)	(2.464)

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

(milioni di euro)

	2007			2008			2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%	Totale	Entità correlate	Incidenza%
Flusso di cassa da attività di esercizio	15.517	549	3,54	21.801	(62)	..	11.136	(1.188)	..
Flusso di cassa da attività di investimento	(20.097)	(822)	4,09	(16.958)	(1.598)	9,42	(10.254)	(1.262)	12,31
Flusso di cassa da attività di finanziamento	2.909	20	0,69	(5.025)	14	..	(1.183)	(14)	1,18

37 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

I proventi (oneri) non ricorrenti si analizzano come segue:

(milioni di euro)

	2007	2008	2009
Stima onere della possibile transazione TSKJ			250
Provento relativo alla modifica dell'istituto del TFR	83		
Sanzioni <i>antitrust</i>	(130)	21	
Sanzioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas	39		
	(8)	21	250

La Stima onere della possibile transazione TSKJ riguarda l'onere non ricorrente, rappresentato dall'accantonamento di 250 milioni di euro relativo alla stima sulla base dei contatti in corso con le Autorità USA, della possibile definizione transattiva della contestazione relativa al consorzio TSKJ di cui si dà notizia nella nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi – Contenziosi. Tale onere, benché attribuito al settore Ingegneria & Costruzioni in quanto relativo alla realizzazione di impianti di liquefazione di gas, è interamente a carico di Eni e ad esso non partecipano i terzi azionisti di Saipem per effetto della garanzia patrimoniale riconosciuta alla stessa Saipem in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, la cui controllata Snamprogetti Netherlands BV partecipa al predetto consorzio.

Il provento relativo alla modifica dell'istituto del Trattamento di Fine Rapporto di lavoro subordinato dell'esercizio 2007, di 83 milioni di euro, è relativo all'entrata in vigore delle disposizioni della Legge Finanziaria 2007 e dei relativi decreti attuativi. Le sanzioni *antitrust* relative all'esercizio 2007, di 130 milioni di euro, riguardano procedimenti in corso avanti alle Autorità comunitarie.

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

Nel 2007, 2008 e nel 2009 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

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

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB *Extractive Activities – Oil & Gas* (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

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

I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ⁽¹⁾	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾
31.12.2008										
Attività relative a riserve certe	10.772	7.852	10.116	11.368	1.663	3.939	4.737	392	50.839	813
Attività relative a riserve probabili e possibili	32	316	638	2.267	37	1.461	2.418	43	7.212	928
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	283	24	1.205	520	51	16	43	4	2.146	14
Immobilizzazioni in corso	1.374	249	1.006	1.443	2.631	713	632	362	8.410	267
Costi capitalizzati lordi	12.461	8.441	12.965	15.598	4.382	6.129	7.830	801	68.607	2.022
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.943)	(5.327)	(6.318)	(7.027)	(560)	(3.224)	(3.638)	(173)	(34.210)	(441)
Costi capitalizzati netti ^{(a) (b)}	4.518	3.114	6.647	8.571	3.822	2.905	4.192	628	34.397	1.581
31.12.2009										
Attività relative a riserve certe	10.079	9.472	11.122	14.011	1.723	4.566	5.750	1.338	58.061	791
Attività relative a riserve probabili e possibili	33	305	580	1.854	36	1.518	2.144	38	6.508	443
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	273	31	1.287	585	57	17	45	4	2.299	13
Immobilizzazioni in corso	1.028	329	1.228	934	3.481	316	600	14	7.930	358
Costi capitalizzati lordi	11.413	10.137	14.217	17.384	5.297	6.417	8.539	1.394	74.798	1.605
Fondi ammortamento e svalutazione	(7.557)	(6.824)	(7.044)	(8.424)	(620)	(3.679)	(4.673)	(379)	(39.200)	(485)
Costi capitalizzati netti ^{(a) (b) (c)}	3.856	3.313	7.173	8.960	4.677	2.738	3.866	1.015	35.598	1.120

(1) I costi capitalizzati di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti in base alla quota di partecipazione del 16,81%.

(2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per 537 milioni di euro nel 2008 e per 570 milioni di euro nel 2009.

(b) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti delle società consolidate pari a 3.308 milioni di euro nel 2008 e 3.690 milioni di euro nel 2009 e per le società in joint venture e collegate pari a 48 milioni di euro nel 2008 e 76 milioni di euro nel 2009.

(c) Gli importi del 2009, a seguito della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas in Italia, che sono confluite nel settore G&P, non comprendono i costi capitalizzati relativi alle attività di stoccaggio in Italia.

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Resto D'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ⁽¹⁾	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾
2007										
Acquisizioni di riserve certe ^(b)			11	451			1.395		1.857	187
Acquisizioni di riserve probabili e possibili ^(b)				510			1.417		1.927	1.086
Costi di ricerca ^(b)	104	195	373	305	36	162	980	37	2.192	42
Costi di sviluppo ^{(a)(b)}	320	557	1.047	1.425	744	247	734	165	5.239	156
Totale costi sostenuti	424	752	1.431	2.691	780	409	4.526	202	11.215	1.471
2008										
Acquisizioni di riserve certe ^(b)			626	413		256			1.295	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili ^(b)		33	384	655		647			1.719	
Costi di ricerca ^(b)	135	227	403	600	16	345	440	48	2.214	48
Costi di sviluppo ^{(a)(b)}	644	957	1.388	1.884	1.023	598	748	325	7.567	163
Totale costi sostenuti	779	1.217	2.801	3.552	1.039	1.846	1.188	373	12.795	211
2009										
Acquisizioni di riserve certe			298	27		11	131		467	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			54	42		83	43		222	
Costi di ricerca	40	114	317	284	20	159	242	52	1.228	41
Costi di sviluppo ^(a)	742	727	1.401	2.121	1.086	423	858	462	7.820	206
Totale costi sostenuti	782	841	2.070	2.474	1.106	676	1.274	514	9.737	247

(1) I costi sostenuti di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritti in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 2009 e del 18,52% al 31 dicembre 2007.

(2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).

(a) Gli importi indicati comprendono i costi capitalizzati nell'anno relativi all'abbandono delle attività per 173 milioni di euro nel 2007, per 628 milioni di euro nel 2008 e per 301 milioni di euro nel 2009.

(b) Di cui aggregazioni aziendali:

(milioni di euro)	Italia	Resto D'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate
2007										
Acquisizioni di riserve certe				451			1.395		1.846	187
Acquisizioni di riserve probabili e possibili				510			1.334		1.844	1.086
Costi di ricerca				59			474		533	
Costi di sviluppo				10			345		355	101
Totale				1.030			3.548		4.578	1.374
2008										
Acquisizioni di riserve certe				298		256			554	
Acquisizioni di riserve probabili e possibili		33	384	560		647			1.624	
Costi di ricerca			23	115		158			296	
Costi di sviluppo		52	132	4		233			421	
Totale		85	539	977		1.294			2.895	

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

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

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ⁽¹⁾	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾	Totale società consolidate in joint venture e collegate
2007											
Ricavi:											
- vendite a imprese consolidate	3.171	3.273	3.000	4.439	296	44	229	91	14.543		14.543
- vendite a terzi	163	755	4.793	693	833	961	1.112	187	9.497	176	9.673
Totale ricavi	3.334	4.028	7.793	5.132	1.129	1.005	1.341	278	24.040	176	24.216
Costi operativi	(248)	(584)	(542)	(499)	(142)	(39)	(177)	(50)	(2.281)	(27)	(2.308)
Imposte sulla produzione	(188)		(91)	(473)		(28)			(780)	(6)	(786)
Costi di ricerca	(108)	(196)	(379)	(297)	(36)	(168)	(566)	(27)	(1.777)	(42)	(1.819)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(499)	(766)	(768)	(685)	(76)	(422)	(511)	(19)	(3.746)	(51)	(3.797)
Altri (oneri) proventi	(283)	(83)	(627)	(285)	(72)	(134)	(18)	(65)	(1.567)	(18)	(1.585)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.008	2.399	5.386	2.893	803	214	69	117	13.889	32	13.921
Imposte sul risultato	(746)	(1.447)	(3.102)	(1.820)	(284)	(93)	(110)	(10)	(7.612)	(49)	(7.661)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi ^(b)	1.262	952	2.284	1.073	519	121	(41)	107	6.277	(17)	6.260
2008											
Ricavi:											
- vendite a imprese consolidate	3.956	3.892	2.622	5.013	360	39	323	66	16.271		16.271
- vendite a terzi	126	160	7.286	1.471	1.025	1.335	1.599	218	13.220	265	13.485
Totale ricavi	4.082	4.052	9.908	6.484	1.385	1.374	1.922	284	29.491	265	29.756
Costi operativi	(260)	(521)	(528)	(609)	(157)	(68)	(233)	(35)	(2.411)	(34)	(2.445)
Imposte sulla produzione	(195)		(32)	(616)		(35)			(878)	(53)	(931)
Costi di ricerca	(135)	(228)	(406)	(548)	(16)	(232)	(435)	(58)	(2.058)	(48)	(2.106)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(551)	(829)	(1.120)	(1.115)	(79)	(823)	(837)	(35)	(5.389)	(84)	(5.473)
Altri (oneri) proventi	(420)	(56)	(934)	(268)	(270)	(259)	(6)	(41)	(2.254)	(15)	(2.269)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.521	2.418	6.888	3.328	863	(43)	411	115	16.501	31	16.532
Imposte sul risultato	(924)	(1.623)	(4.170)	(2.262)	(302)	(122)	(214)	(70)	(9.687)	(49)	(9.736)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi ^(b)	1.597	795	2.718	1.066	561	(165)	197	45	6.814	(18)	6.796
2009											
Ricavi:											
- vendite a imprese consolidate	2.274	2.583	1.738	4.386	245	41	808	29	12.104		12.104
- vendite a terzi		540	5.037	586	739	1.208	639	181	8.930	232	9.162
Totale ricavi	2.274	3.123	6.775	4.972	984	1.249	1.447	210	21.034	232	21.266
Costi operativi	(271)	(517)	(553)	(749)	(153)	(78)	(273)	(41)	(2.635)	(34)	(2.669)
Imposte sulla produzione	(148)		(20)	(445)		(34)			(647)	(44)	(691)
Costi di ricerca	(40)	(114)	(319)	(451)	(20)	(204)	(341)	(62)	(1.551)	(41)	(1.592)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(463)	(921)	(956)	(1.502)	(78)	(535)	(1.108)	(186)	(5.749)	(76)	(5.825)
Altri (oneri) proventi	(125)	(134)	(471)	(467)	(186)	(17)	170	(47)	(1.277)	(41)	(1.318)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.227	1.437	4.456	1.358	547	381	(105)	(126)	9.175	(4)	9.171
Imposte sul risultato	(467)	(833)	(3.010)	(1.042)	(180)	(67)	(2)	23	(5.578)	(40)	(5.618)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi ^{(b)(c)}	760	604	1.446	316	367	314	(107)	(103)	3.597	(44)	3.553

(1) Il risultato delle attività di esplorazione e produzione di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan è iscritto in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 2009 e del 18,52% al 31 dicembre 2007.

(2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).

(a) Include svalutazioni di attività per 91 milioni di euro nel 2007, per 770 milioni di euro nel 2008 e per 576 milioni di euro nel 2009.

(b) L'applicazione del "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate pari a 438 milioni di euro nel 2007, 408 milioni di euro nel 2008 e 320 milioni di euro nel 2009 e per le società in joint venture e collegate, pari a 26 milioni di euro nel 2007, nessuna variazione nel 2008 e 26 milioni di euro nel 2009.

(c) Gli importi del 2009, a seguito della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas in Italia che sono confluite nel settore G&P, non comprendono i risultati delle attività di stoccaggio in Italia.

Riserve di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la *Regulation S-X 4-10* della *U.S. Securities and Exchange Commission*.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del *FASB Extractive Activities – Oil & Gas (Topic 932)*.

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi¹⁹ sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura, rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le *royalty* di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate. Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo. Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione²⁰ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti²¹. Le loro valutazioni sono basate su dati e informazioni forniti da Eni e non verificate, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi ed altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future ed ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2009 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton²¹ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2009 sono state oggetto di valutazione riserve certe per circa il 28% delle riserve Eni al 31 dicembre 2009²².

Nel triennio 2007-2009 le valutazioni indipendenti hanno riguardato l'86% del totale delle riserve certe.

Al 31 Dicembre 2009 il principale campo non sottoposto a valutazione indipendente nell'ultimo triennio è il solo giacimento di Barbara (Italia).

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 54% e il 57% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2007, 2008 e 2009. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di *service* e *buy-back*; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano l'1%, il 2% e il 2% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2007, 2008 e 2009.

(19) Nei periodi antecedenti le riserve certe sono state determinate utilizzando il prezzo del petrolio e gas naturale di fine anno.

(20) Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.

(21) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo www.eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2009".

(22) Include le riserve delle società in *joint venture* e collegate.

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'1,8%, lo 0,1% e lo 0,3% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2007, 2008 e 2009; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di gas naturale prodotte destinate all'impianto di liquefazione di Angola LNG; (iv) 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, l'andamento delle produzioni future e 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 comportare 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 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 2007, 2008 e 2009.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ⁽¹⁾	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾	Totale società consolidate in joint venture e collegate
Riserve al 31.12.2006	215	386	982	786	893	62	98	35	3.457	24	3.481
di cui: sviluppate	136	329	713	546	262	53	54	33	2.126	18	2.144
non sviluppate	79	57	269	240	631	9	44	2	1.331	6	1.337
Acquisizioni				32			54		86	101	187
Revisioni di precedenti stime	28	14	(35)	(26)	(114)	(6)	(23)	(2)	(164)	20	(144)
Miglioramenti di recupero		1	9	12					22	1	23
Estensioni e nuove scoperte		1	43	22			28	1	95	1	96
Produzione	(28)	(57)	(121)	(101)	(26)	(12)	(19)	(5)	(369)	(5)	(374)
Riserve al 31.12.2007	215	345	878	725	753	44	138	29	3.127	142	3.269
di cui: sviluppate	133	299	649	511	219	35	81	26	1.953	26	1.979
non sviluppate	82	46	229	214	534	9	57	3	1.174	116	1.290
Acquisizioni				32		36			68		68
Revisioni di precedenti stime	(8)	(30)	56	80	239	42	11	1	391	4	395
Miglioramenti di recupero			7	25					32	1	33
Estensioni e nuove scoperte	4	13	4	26		2	3		52		52
Produzione	(25)	(51)	(122)	(105)	(25)	(18)	(21)	(4)	(371)	(5)	(376)
Cessioni					(56)				(56)		(56)
Riserve al 31.12.2008	186	277	823	783	911	106	131	26	3.243	142	3.385
di cui: sviluppate	111	222	613	576	298	92	74	23	2.009	33	2.042
non sviluppate	75	55	210	207	613	14	57	3	1.234	109	1.343
Acquisizioni				2					2		2
Revisioni di precedenti stime	57	40	129	78	(36)	(35)	36	1	270		270
Miglioramenti di recupero		8	10	15					33		33
Estensioni e nuove scoperte	10	74	38	5		44	12	8	191	1	192
Produzione	(20)	(48)	(105)	(113)	(26)	(21)	(26)	(3)	(362)	(6)	(368)
Cessioni										(51)	(51)
Riserve al 31.12.2009	233	351	895	770	849	94	153	32	3.377	86	3.463
di cui: sviluppate	141	218	659	544	291	45	80	23	2.001	34	2.035
non sviluppate	92	133	236	226	558	49	73	9	1.376	52	1.428

(1) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 2009 e del 18,52% al 31 dicembre 2007.
 (2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).

Gas naturale

(milioni di metri cubi)	Italia ^(a)	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ⁽¹⁾	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾	Totale società consolidate in joint venture e collegate
Riserve al 31.12.2006	96.022	51.972	168.380	54.583	53.075	28.036	8.471	17.927	478.466	1.923	480.389
di cui: sviluppate	69.360	41.920	86.126	40.975	42.776	17.411	4.497	7.003	310.068	1.349	311.417
non sviluppate	26.662	10.052	82.254	13.608	10.299	10.625	3.974	10.924	168.398	574	168.972
Acquisizioni				135			11.201		11.336	83.903	95.239
Revisioni di precedenti stime	(1.488)	1.859	7.070	2.074	(6.295)	674	106	(567)	3.433	148	3.581
Miglioramenti di recupero		96							96		96
Estensioni e nuove scoperte	98	201	2.530	6.039	5.812	101	2.408		17.189		17.189
Produzione	(8.075)	(6.689)	(15.130)	(2.738)	(2.459)	(3.894)	(2.501)	(427)	(41.913)	(388)	(42.301)
Riserve al 31.12.2007	86.557	47.439	162.850	60.093	50.133	24.917	19.685	16.933	468.607	85.586	554.193
di cui: sviluppate	65.230	38.599	86.804	41.595	44.753	15.017	12.518	6.033	310.549	12.117	322.666
non sviluppate	21.327	8.840	76.046	18.498	5.380	9.900	7.167	10.900	158.058	73.469	231.527
Acquisizioni		226		170		3.229			3.625		3.625
Revisioni di precedenti stime	1.581	(1.640)	32.934	1.274	21.846	1.466	(343)	667	57.785	185	57.970
Miglioramenti di recupero				107					107		107
Estensioni e nuove scoperte	133	712	1.079	62		296	880		3.162		3.162
Produzione	(7.772)	(6.496)	(18.148)	(2.695)	(2.533)	(4.106)	(3.228)	(437)	(45.415)	(369)	(45.784)
Cessioni					(439)				(439)		(439)
Riserve al 31.12.2008	80.499	40.241	178.715	59.011	69.007	25.802	16.994	17.163	487.432	85.402	572.834
di cui: sviluppate	57.522	31.762	100.161	40.873	56.762	12.441	9.615	6.263	315.399	11.893	327.292
non sviluppate	22.977	8.479	78.554	18.138	12.245	13.361	7.379	10.900	172.033	73.509	245.542
Acquisizioni				15			3.853		3.868		3.868
Revisioni di precedenti stime	2.749	4.227	(8.753)	4.021	(5.763)	1.476	1.212	(485)	(1.316)	502	(814)
Miglioramenti di recupero		715							715		715
Estensioni e nuove scoperte	54	722	13.571			52	188	104	14.691	2.275	16.966
Produzione	(6.746)	(6.775)	(16.626)	(2.828)	(2.673)	(4.268)	(4.390)	(502)	(44.808)	(397)	(45.205)
Cessioni		(64)					(50)		(114)	(42.791)	(42.905)
Riserve al 31.12.2009	76.556	39.066	166.907	60.219	60.571	23.062	17.807	16.280	460.468	44.991	505.459
di cui: sviluppate	56.643	34.853	98.724	41.430	52.651	15.269	14.317	15.991	329.878	6.624	336.502
non sviluppate	19.913	4.213	68.183	18.789	7.920	7.793	3.490	289	130.590	38.367	168.957

(1) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 2009 e del 18,52% al 31 dicembre 2007.

(2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).

(a) I dati al 31 dicembre 2006, 2007, 2008 e 2009 comprendono rispettivamente 21.341, 21.222, 21.112 e 21.766 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

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 alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas di fine anno relativamente al 2007 e 2008 e i prezzi medi dell'anno relativamente al 2009. 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 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 riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB *Extractive Activities – Oil & Gas* (Topic 932).

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.

Il valore *standard* dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(milioni di euro)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Kazakhstan ⁽¹⁾	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate ⁽²⁾	Totale società consolidate in joint venture e collegate
31.12.2007											
Entrate di cassa future	47.243	30.390	73.456	48.283	42.710	4.855	11.180	3.544	261.661	7.135	268.796
Costi futuri di produzione	(5.926)	(6.759)	(11.754)	(9.875)	(4.997)	(476)	(1.758)	(459)	(42.004)	(1.249)	(43.253)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(7.218)	(2.653)	(4.643)	(3.013)	(3.374)	(306)	(1.533)	(428)	(23.168)	(1.721)	(24.889)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	34.099	20.978	57.059	35.395	34.339	4.073	7.889	2.657	196.489	4.165	200.654
Imposte su reddito future	(10.778)	(14.388)	(29.083)	(23.083)	(9.977)	(1.109)	(3.272)	(1.003)	(92.693)	(2.009)	(94.702)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	23.321	6.590	27.976	12.312	24.362	2.964	4.617	1.654	103.796	2.156	105.952
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(13.262)	(1.757)	(11.143)	(3.953)	(17.480)	(718)	(1.568)	(913)	(50.794)	(1.265)	(52.059)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	10.059	4.833	16.833	8.359	6.882	2.246	3.049	741	53.002	891	53.893
31.12.2008											
Entrate di cassa future	46.458	16.963	62.785	22.344	21.648	5.072	5.257	2.937	183.464	4.782	188.246
Costi futuri di produzione	(5.019)	(3.467)	(10.673)	(6.715)	(6.273)	(707)	(1.657)	(405)	(34.916)	(1.104)	(36.020)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(6.805)	(2.317)	(6.153)	(3.868)	(4.842)	(738)	(1.022)	(258)	(26.003)	(1.845)	(27.848)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	34.634	11.179	45.959	11.761	10.533	3.627	2.578	2.274	122.545	1.833	124.378
Imposte su reddito future	(11.329)	(7.697)	(27.800)	(5.599)	(2.745)	(768)	(232)	(861)	(57.031)	(1.032)	(58.063)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	23.305	3.482	18.159	6.162	7.788	2.859	2.346	1.413	65.514	801	66.315
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(13.884)	(1.042)	(8.639)	(2.155)	(6.230)	(672)	(672)	(768)	(34.062)	(763)	(34.825)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	9.421	2.440	9.520	4.007	1.558	2.187	1.674	645	31.452	38	31.490
31.12.2009											
Entrate di cassa future	26.243	22.057	59.413	33.676	30.273	5.680	7.088	2.973	187.403	3.718	191.121
Costi futuri di produzione	(4.732)	(6.215)	(7.771)	(9.737)	(6.545)	(1.427)	(1.797)	(529)	(38.753)	(1.251)	(40.004)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(5.143)	(5.375)	(8.618)	(5.134)	(4.345)	(1.409)	(1.897)	(214)	(32.135)	(1.168)	(33.303)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	16.368	10.467	43.024	18.805	19.383	2.844	3.394	2.230	116.515	1.299	117.814
Imposte su reddito future	(5.263)	(6.621)	(24.230)	(9.894)	(4.827)	(636)	(694)	(563)	(52.728)	(432)	(53.160)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	11.105	3.846	18.794	8.911	14.556	2.208	2.700	1.667	63.787	867	64.654
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.868)	(1.455)	(9.160)	(3.102)	(10.249)	(520)	(1.162)	(771)	(32.287)	(610)	(32.897)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri ^(a)	5.237	2.391	9.634	5.809	4.307	1.688	1.538	896	31.500	257	31.757

(1) Le riserve certe di spettanza Eni per il giacimento di Kashagan sono iscritte in base alla quota di partecipazione del 16,81% al 31 dicembre 2008 e 2009 e del 18,52% al 31 dicembre 2007.

(2) Gli importi delle società in joint venture e collegate al 31 dicembre 2009 includono il 29,4% delle tre società russe ex-Yukos a seguito dell'esercizio della call option del 51% da parte di Gazprom (i valori del 2007 e 2008 sono rappresentati al 60%).

(a) Gli importi del 2009, a seguito della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas in Italia che sono confluite nel settore G&P, non comprendono i flussi di cassa legati alla modulazione e stoccaggio in Italia.

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 2007, 2008 e 2009.

(milioni di euro)	Totale società consolidate	Totale società in joint venture e collegate	Totale società consolidate e joint venture e collegate
31.12.2006	43.227	354	43.581
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(20.979)	(143)	(21.122)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	34.999	153	35.152
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	3.982	46	4.028
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(4.000)	(73)	(4.073)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	4.682	56	4.738
- revisioni delle quantità stimate	(2.995)	527	(2.468)
- effetto dell'attualizzazione	7.968	50	8.018
- variazione netta delle imposte sul reddito	(17.916)	(1.027)	(18.943)
- acquisizioni di riserve	3.521	929	4.450
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	513	19	532
Saldo aumenti (diminuzioni)	9.775	537	10.312
31.12.2007	53.002	891	53.893
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(26.202)	(178)	(26.380)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(39.699)	(1.254)	(40.953)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.110	10	1.120
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.222)	(129)	(6.351)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.584	145	6.729
- revisioni delle quantità stimate	5.835	(61)	5.774
- effetto dell'attualizzazione	10.538	201	10.739
- variazione netta delle imposte sul reddito	21.359	657	22.016
- acquisizioni di riserve	476		476
- cessioni di riserve	25		25
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	4.646	(244)	4.402
Saldo aumenti (diminuzioni)	(21.550)	(853)	(22.403)
31.12.2008	31.452	38	31.490
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(17.752)	(154)	(17.906)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	4.515	286	4.801
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	3.587	22	3.609
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(9.915)	(157)	(10.072)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.401	208	7.609
- revisioni delle quantità stimate	4.686	(113)	4.573
- effetto dell'attualizzazione	6.112	29	6.141
- variazione netta delle imposte sul reddito	674	(67)	607
- acquisizioni di riserve	161		161
- cessioni di riserve	(7)	81	74
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	586	84	670
Saldo aumenti (diminuzioni)	48	219	267
31.12.2009	31.500	257	31.757